

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.В. Масленникова  
подпись                      инициалы, фамилия  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ  
ЕНИСЕЙ. РАЗМЕЩЕНИЕ КИА В ТЕЛЕ БЕТОННОЙ ПЛОТИНЫ.**

Руководитель

\_\_\_\_\_ ДОЦЕНТ, КТН  
подпись, дата                      должность, ученая степень



Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_ СБ12-01  
подпись, дата                      номер группы

Ю.В.Каминская  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей. Размещение КИА в теле бетонной плотины».

Консультанты по  
разделам:

Общая часть

  
подпись, дата

А.В.Масленникова  
инициалы, фамилия

Водноэнергетические расчёты

  
подпись, дата

Е.Ю.Затеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

  
подпись, дата

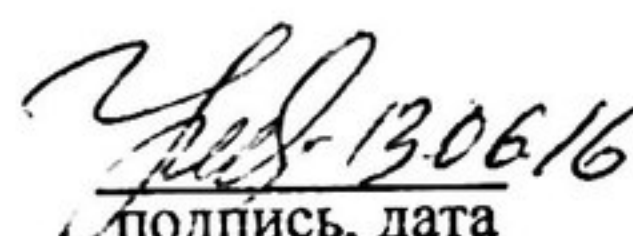
А.В.Масленникова  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

  
подпись, дата

Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Организация и производство  
Гидротехнических работ

  
подпись, дата

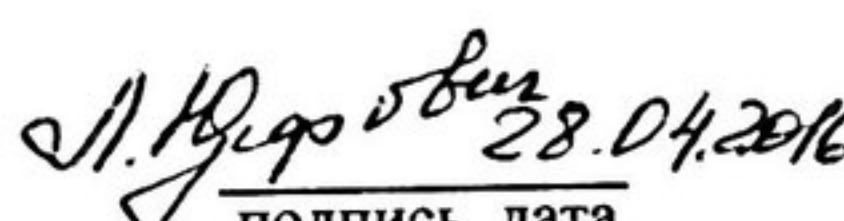
Н.П.Ульянова  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

  
подпись, дата

В.В.Лапасова  
инициалы, фамилия

Охрана труда и противопожарная  
безопасность. Мероприятия по  
охране окружающей среды

  
подпись, дата

Е.В.Юзефович  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.А.Чабанова  
инициалы, фамилия

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидромашин»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.В. Масленникова  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 - Строительство

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТУВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШОЙ  
ЕНИСЕЙ. РАЗМЕЩЕНИЕ КИА В ТЕЛЕ БЕТОННОЙ ПЛОТИНЫ.**

Руководитель	_____ <u>доцент, ктн</u> подпись, дата                      должность, ученая степень	<u>Л.С.Пермякова</u> инициалы, фамилия
Выпускник	_____ <u>СБ12-01</u> подпись, дата                      номер группы	<u>Ю.В.Каминскайте</u> инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей. Размещение КИА в теле бетонной плотины». Консультанты по разделам:

Общая часть А.В.Масленникова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Водноэнергетические расчёты  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

Е.Ю.Затеева  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

А.В.Масленникова  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

Л.С.Пермякова  
инициалы, фамилия

Организация и производство  
Гидротехнических работ  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

Н.П.Ульянова  
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

В.В.Лапасова  
инициалы, фамилия

Охрана труда и противопожарная  
безопасность. Мероприятия по  
охране окружающей среды  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

Е.В.Юзефович  
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр  
\_\_\_\_\_   
подпись, дата

А.А.Чабанова  
инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТУВИНСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общая часть .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.1.4 Сейсмические условия.....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	14
2 Водноэнергетические расчёты.....	15
2.1 Регулирование стока воды .....	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов .....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	27
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	27
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	33
3.3 Выбор гидрогенератора.....	42
3.4 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР .....	45
3.4.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	45
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора .....	46
3.6 Расчет вала на прочность .....	47
3.7 Подъемно- транспортное оборудование.....	47
4 Компоновка и сооружения гидроузла .....	49
4.1 Компоновка гидроузла.....	49
4.2 Проектирование сооружений напорного фронта .....	50
4.2.1 Определение отметки гребня плотины .....	50
4.2.2 Вписывание арочной плотины в створ .....	54
4.3 Гидравлический расчёт строительного и эксплуатационного туннеля.....	55
4.4 Конструирование плотины.....	58
4.4.1 Разрезка бетонных плотин швами .....	58
4.4.2 Дренаж тела бетонных плотин .....	59
4.4.3 Галереи в теле плотины .....	59
4.5 Назначение размеров основных элементов плотины .....	60



4.5.1 Противофльтрационная завеса .....	60
4.1.2. Дренажные устройства в основании .....	61
4.6 Прочностной расчет арки с жестко заделанными пятнами методом «чистой» арки .....	61
4.6.1 Определение напряжений от равномерного давления воды .....	62
4.6.2 Напряжения от равномерного изменения температуры .....	67
4.6.3 Напряжения от неравномерного изменения температуры .....	68
5 Организация производства гидротехнических работ.....	70
5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска воды через водопропускные сооружения.....	70
5.1.1 Этапы возведения сооружений.....	70
5.1.2 Схемы пропуска воды через водопропускные сооружения .....	71
5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек .....	71
5.2.1 Общие сведения о перемычках.....	71
5.2.2 Выбор типа перемычки.....	72
5.3 Осушение котлована.....	73
5.4 Земляные и бетонные работы. ....	74
5.4.1 Определение объемов земляных и бетонных работ .....	74
5.4.2 Зональное распределение марок бетона. ....	76
5.5 Транспортировка и укладка бетонной смеси .....	77
5.5.1. Выбор основной схемы транспортировки и укладки бетонной смеси. ....	77
5.5.2 Общая схема укладки бетонной смеси. ....	77
5.6 Выбор транспортной схемы земляных работ.....	82
5.7 Проект организации строительства и проект производства работ .....	85
5.7.1 Проект организации строительства.....	85
5.7.2 Строительный генеральный план .....	85
5.7.3 Составление календарного плана .....	87
6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тувинского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность .....	88
6.1 Общие сведения о районе строительства .....	88
6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	89
6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	91
6.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	93

6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	94
6.6 Охрана труда .....	96
6.7 Пожарная безопасность .....	99
7 Техничко- экономические показатели .....	102
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	102
7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии .....	102
7.3 Налоговые расходы.....	105
7.4 Оценка суммы прибыли .....	105
7.5.1 Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта .....	106
7.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	107
7.5.3 Бюджетная эффективность .....	108
8 Размещение КИА в теле бетонной плотины .....	110
8.1 Цели и задачи натурных наблюдений.....	110
8.2 Контрольно-измерительные системы, устанавливаемые на гидротехнических сооружениях гидроэлектростанций .....	111
8.2.1 Общие требования к контрольно- измерительным системам .....	111
8.2.2 Состав контрольных наблюдений .....	111
8.2.3 Состав контрольно- измерительной аппаратуры, используемой для контрольных наблюдений .....	112
8.2.4 Состав контрольно- измерительной аппаратуры, используемой для выполнения специальных исследований .....	113
8.3 Особенности статической работы арочной плотины .....	114
8.4 Научно- методические основы организации натурных наблюдений и исследований на Тувинской плотине.....	115
8.4.1 Размещение контрольно- измерительной аппаратуры в основании и в теле Тувинской плотины .....	115
8.4.2 Средства измерения параметров напряженно-деформированного состояния плотины и основания.....	116
8.5 Методика наблюдений за НДС сооружений .....	116
8.6 Оценка состояний сооружений и их оснований по результатам натурных наблюдений.....	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	119
В дипломном проекте определена целесообразность и экономическая эффективность строительства объекта, его основные конструктивные параметры, экологическая приемлемость нарушений в окружающей среде, социальные аспекты строительства и эксплуатации, установлена стоимость	

строительства, выполнена разработка схемы использования участка водотока.	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	136



## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТУВИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Большой Енисей;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Тува;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 649 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 1320 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 5% ..... 3427 м<sup>3</sup>/с;  
 0,1% ..... 4969 м<sup>3</sup>/с;  
 0,01% ..... 6298 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 200 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 785 м;  
 ФПУ ..... 787 м;  
 УМО ..... 768,6 м;
  - в) объемы:
    - полный ..... 23,42 км<sup>3</sup>;
    - полезный ..... 7,99 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 99,5 м;
  - б) расчетный ..... 84,2 м;
  - в) минимальный ..... 77,5 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная ..... 1024 МВт;
    - гарантированная ..... 965 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 4,06 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) правобережная глухая ..... 131,9 м / 102,2 м;
  - б) станционная ..... 85 м / 111,3 м;
  - в) левобережная глухая ..... 122,1 м / 110,2 м;
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... строительный водосбросной туннель;
    - число и размер пролетов ..... 2 отверстия 10×12;
    - общая длина ..... 454 м;
    - отметка входного портала ..... 689,1 м;
    - отметка входного портала ..... 687,5 м;
    - уклон ..... 0,004;
    - пропускная способность ..... 3476 м<sup>3</sup>/с;
  - б) тип ..... эксплуатационный водосбросной туннель;
    - число и размер пролетов ..... 3 отверстия 10×12;
    - общая длина ..... 386 м;

отметка входного портала .....760,1 м;  
отметка входного портала .....687,5 м;  
уклон ..... 0,590;  
пропускная способность.....5214 м<sup>3</sup>/с;

10. Здание ГЭС:

- а) тип здания .....приплотинное;
- б) число агрегатов ..... 6;
- б) грунты в основании .....кристаллические сланцы;
- в) тип спиральной камеры ..... металлическая;
- г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов..... 14,5 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины .....PO115-B-500;
- б) тип генератора..... СВ-880/130-42У1;
- в) частота вращения ..... 142,8об/мин;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) чистый приведенный доход .....28,023 млрд. руб.;
- б) себестоимость энергии ..... 0,14руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 6,5 лет.

## ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалом в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55%, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60% до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

## 1 Общая часть

Большой Енисей (БийХем)— река в России, на юге Сибири, в Туве, правая составляющая Енисея. Длина — 605 км, площадь бассейна — 56 800 км<sup>2</sup>. Вытекает из озера Кара Балык, в Восточном Саяне, течёт главным образом в горах северо восточной части Тувы. Главные притоки: Азас, Хамсара, Сыстыг-Хем, впадают справа. У г. Кызыла сливается с р. Малый Енисей (Ка-Хем), образуя Верхний Енисей (Улуг-Хем).

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Климат

Климат района строительства резко континентальный. Район в зимнее время находится в зоне действия сибирского антициклона, для которого характерна очень морозная, безветренная, малооблачная и малоснежная зима. Средняя температура января от -28 °С до -35 °С. Лето умеренно теплое в горах и жаркое в котловинах. Средняя температура июля от +15 °С до +20 °С. Среднегодовое количество осадков около 300 мм. Наибольшее их количество выпадает в теплый период года.

Среднемесячные температуры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Температуры в градусах Цельсия												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-28,6	-23,6	-10,3	4,7	12,6	18,0	20,4	17,4	10,3	1,3	-12,7	-25,3

#### 1.1.2 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей за период с 1948 г. по 1997г. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 649 \cdot 31536000 = 20,5 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$  – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;  
 $t$  – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнегои нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, на рисунке 1.1, 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	$V, \text{км}^3$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
683,00	0	683,00	0	683,00	0
707,60	1,85	687,20	423,2	687,20	529
722,80	3,7	689,80	846,4	689,80	1058
733,90	5,55	691,60	1269,6	691,60	1587
742,70	7,4	693,10	1692,8	693,10	2116
750,10	9,25	694,30	2116	694,30	2645
756,40	11,1	695,30	2539,2	695,30	3174
761,90	12,95	696,20	2962,4	696,20	3703
766,90	14,8	697,00	3385,6	697,00	4232
771,30	16,65	697,70	3808,8	697,70	4761
775,40	18,5	698,30	4232	698,30	5290
779,20	20,35	698,90	4655,2	698,90	5819
782,70	22,2	699,50	5078,4	699,50	6348
786,00	24,05	700,00	5501,6	700,00	6877
789,00	25,9	700,50	5924,8	700,50	7406

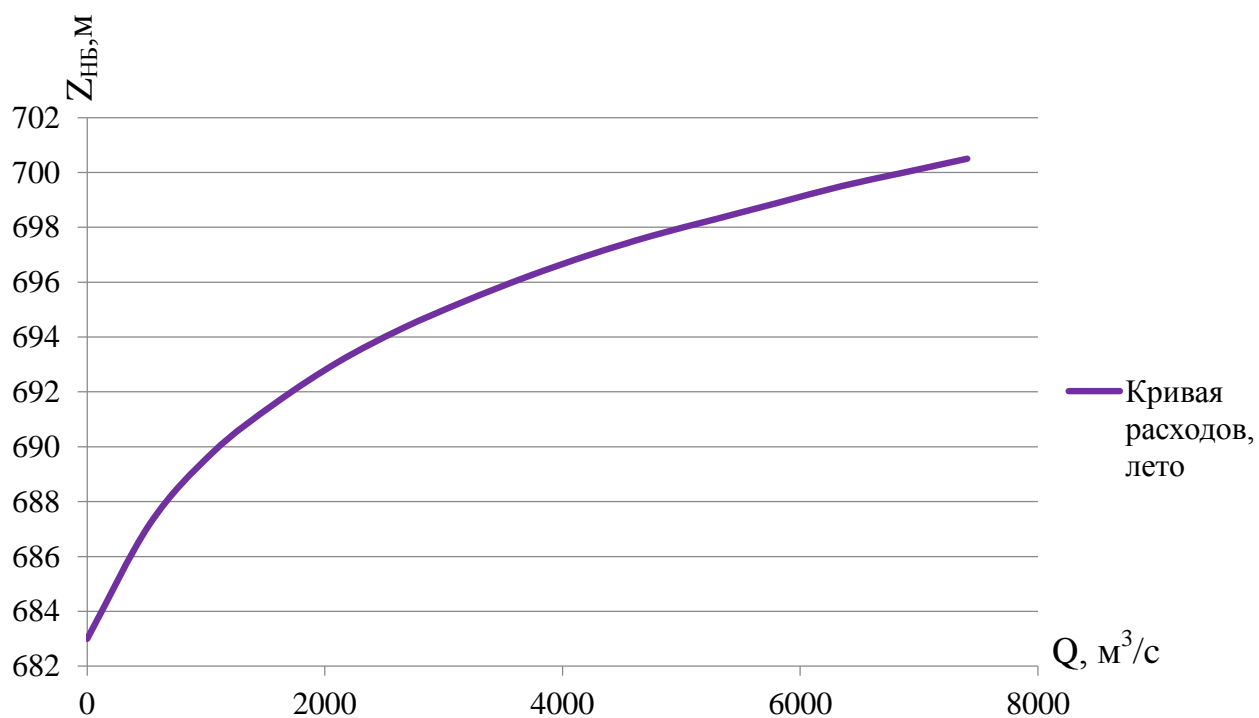


Рисунок 1.1 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа, лето

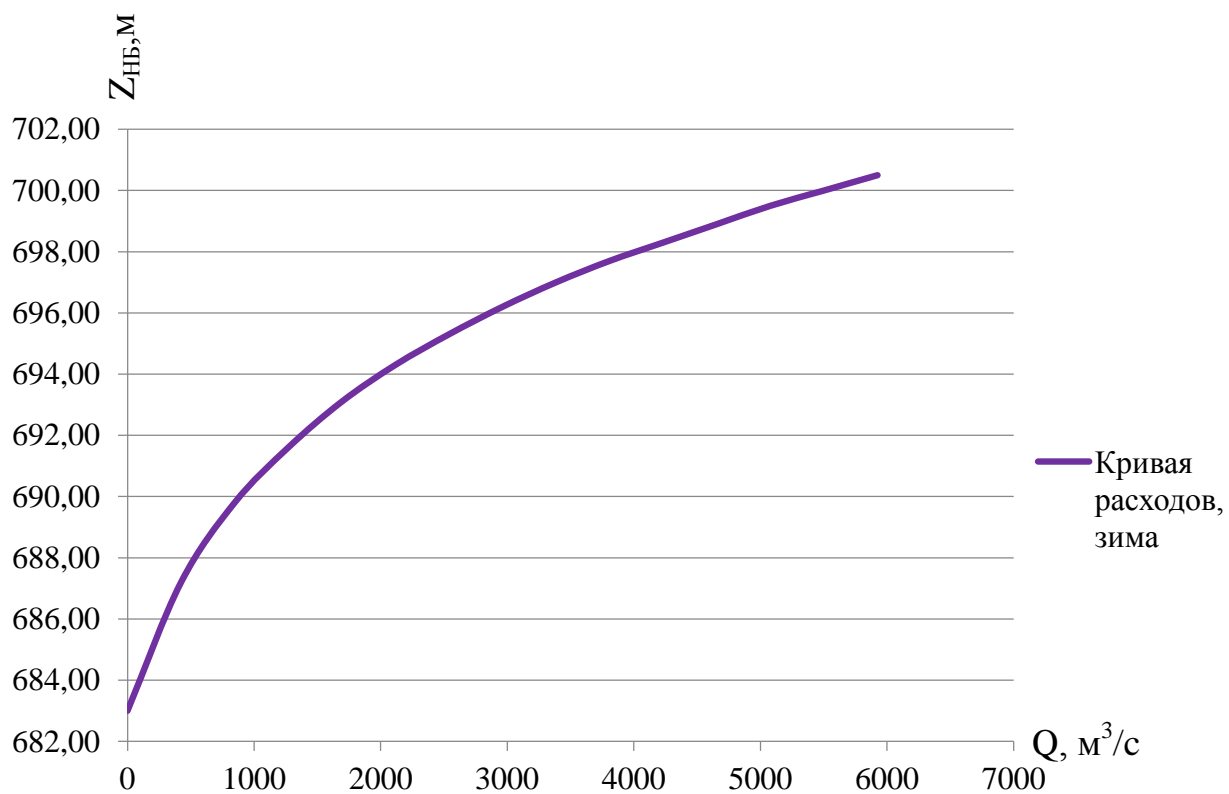


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа, зима

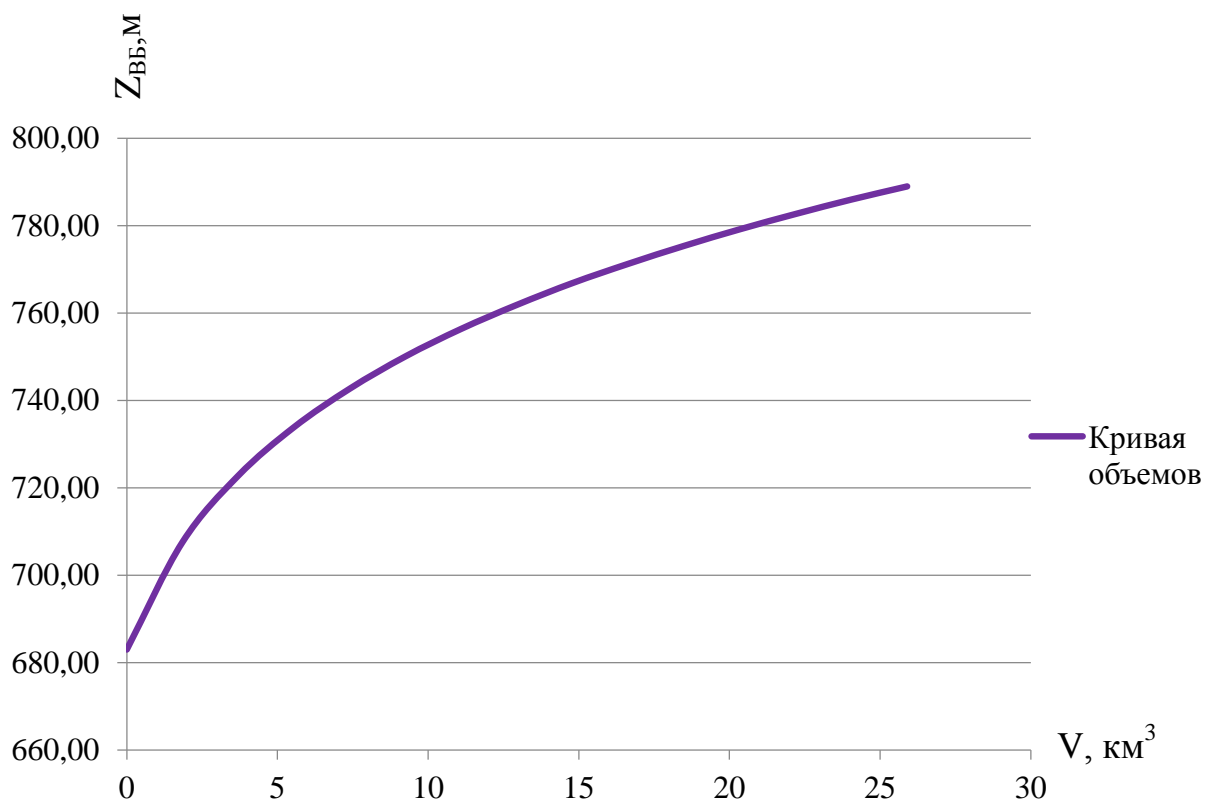


Рисунок 1.3 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании реки Большой Енисей - скальные породы: кристаллический сланец. Физико - механические характеристики грунта, представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3- Физико-механические характеристики кристаллического сланца

Тип грунта	Наименование грунта	Удельный вес грунта в массиве, $\text{кН/м}^3$	Расчетные значения характеристик для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала	
			$tg \varphi$	$c, \text{кПа}$
Скальные с пределом прочности на одноосное сжатие $R_c > 50 \text{ МПа}$	кристаллические сланцы	от 25 до 31	0,8	150
			0,8	150

### 1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Тувинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течении 50 лет) равна 8 баллам шкалы MSK-64.

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1939 по 2010 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке расположения Тувинской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.

### 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 105 тепловых и гидравлических электростанций суммарной установленной мощностью 51808,33 МВт (по данным на 01.01.2016). В том числе 102 станции мощностью 5 МВт и выше, с суммарной установленной мощностью 51803,47 МВт. На долю гидроэлектростанций приходится 25276,4 МВт (48,8%), на долю тепловых электростанций – 26516,73 МВт (50,4%), солнечных электростанций – 15,198 МВт (0,03%).



Информация о росте спроса на электрическую энергию по ЭС Республики Тува по данным ОЭС «Сибири» представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Прогноз спроса на электрическую энергию по ЭС Республики Башкортостан

Год	Потребление электроэнергии, млрд кВт•ч	Годовой темп прироста, %
2013	0,7	1,66%
2012	0,7	2,00%
2011	0,7	0,67%
2010	0,7	4,30%
2009	0,7	1,86%
2008	0,7	1,09%
2007	0,7	-5,13%
2006	0,7	0,69%
2005	0,7	0,67%
2004	0,7	-2,68%
2003	0,7	7,05%

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

- Саяно- Шушенская ГЭС;
- Чиркейская ГЭС.

## 2 Водноэнергетические расчёты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа и объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема –ОЭС Сибири;
- коэффициент мощности:

$$k_N = 8,6;$$

- потери напора в водоподводящих сооружениях:

$$\Delta h = 0,4;$$

- НПУ Тувинской ГЭС:

$$\text{НПУ} = 785 \text{ м};$$

- расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Большой Енисей в створе Тувинской ГЭС с 1948г. по 1997г (приложение А, таблица А.1);
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	200	200	200	200	200	500	500	500	200	200	200	200
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	-	-	-	-	10	10	10	10	10	-	-	-
Льдообразование	+15	+14	+4	-47	-	-	-	-	-	-	+4	+10

- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

#### 2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания.

Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  – n-ый член ряда максимальных годовых расходов;  
 $Q_{\text{ср}}$  – средний многолетний максимальный расход (2068 м<sup>3</sup>/с).

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{12,02}{50}} = 0,490, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,490^2}{2 \cdot (50-1)}} = 13,3\%, \quad (2.3)$$

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{12,51}{0,490^3 \cdot 50} = 2,12. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\begin{aligned} \delta_{C_s} &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \\ &= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,49^2 + 5 \cdot 0,49^4)}{50}}}{2,12} = 26,9\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) выходит из допустимых пределов. Принимаем коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов равным:

$$C_s = C_v = 2 \cdot 0,490 = 0,981. \quad (2.6)$$

По [2] назначаем класс гидротехнического сооружения. Тувинский ГУ – сооружение I-ого класса (по объёму водохранилища). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного, основного и строительного максимальных расходов по [2].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.9)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	$\Phi$	$M_s$	$k_s$	$Q_s$	
0,01	4,170	2,045	3,045	6298	поверочный
0,1	2,860	1,403	2,403	4969	основной
5	1,340	0,657	1,657	3427	строительный

### 2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

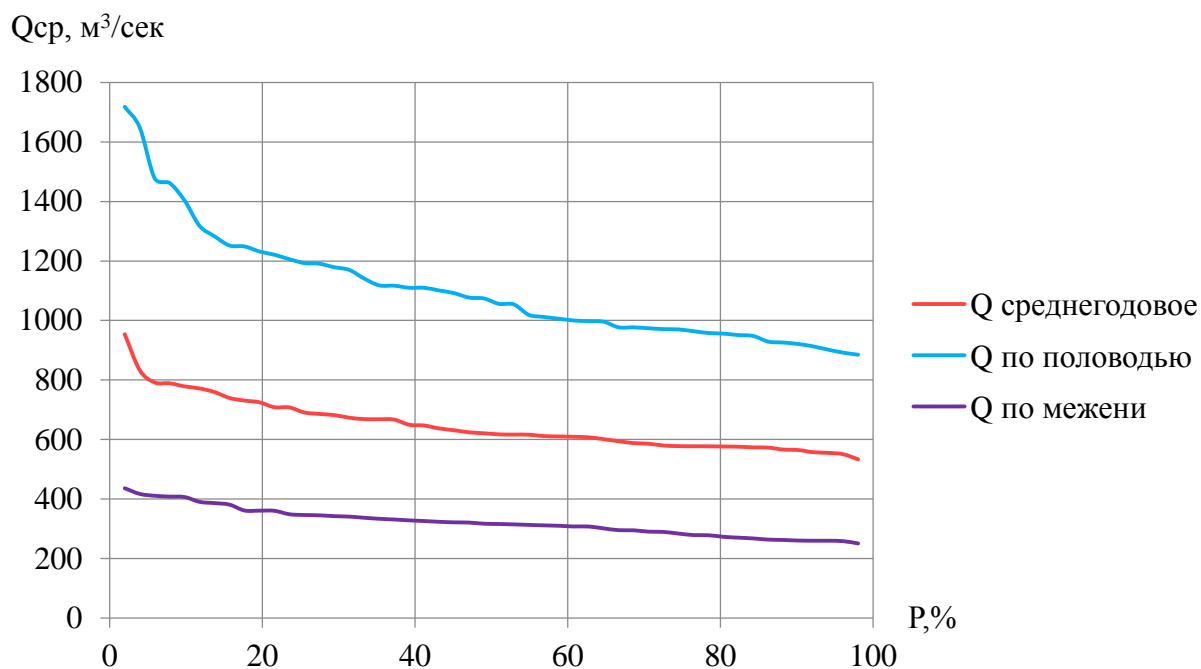


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

#### 2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1994}}{Q_M^{1974}} = \frac{260}{324} = 0,803, \quad (2.11)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1952}}{Q_{\Pi}^{1974}} = \frac{913}{885} = 1,032. \quad (2.12)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1974 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_M^{1995}}{Q_M^{1957}} = \frac{317}{295} = 1,075, \quad (2.13)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi}^{1963}}{Q_{\Pi}^{1957}} = \frac{1074}{1077} = 0,997. \quad (2.14)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1957 г.

Так как на кривых при заданной обеспеченности оказались разные годы, значит необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспеченности. Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.3 и таблице 2.4. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётный гидрограф маловодного года

Расходы в кубических метрах в секунду													
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q <sub>исходный</sub>	367	268	258	540	1000	1400	875	610	540	330	255	247	558
Q <sub>приведенный</sub>	294	214	206	432	1030	1442	901	628	556	264	204	198	531
Q <sub>корректир.</sub>	323	236	227	475	1060	1484	928	647	572	290	224	217	557

Таблица 2.4 – Расчётный гидрограф маловодного года

Расходы в кубических метрах в секунду													
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q <sub>исходный</sub>	348	270	188	470	1400	1800	850	825	510	305	265	222	621
Q <sub>приведенный</sub>	372	289	201	503	1386	1782	842	817	505	326	284	238	629
Q <sub>корректир.</sub>	358	278	227	484	1300	1652	928	817	635	314	240	229	622

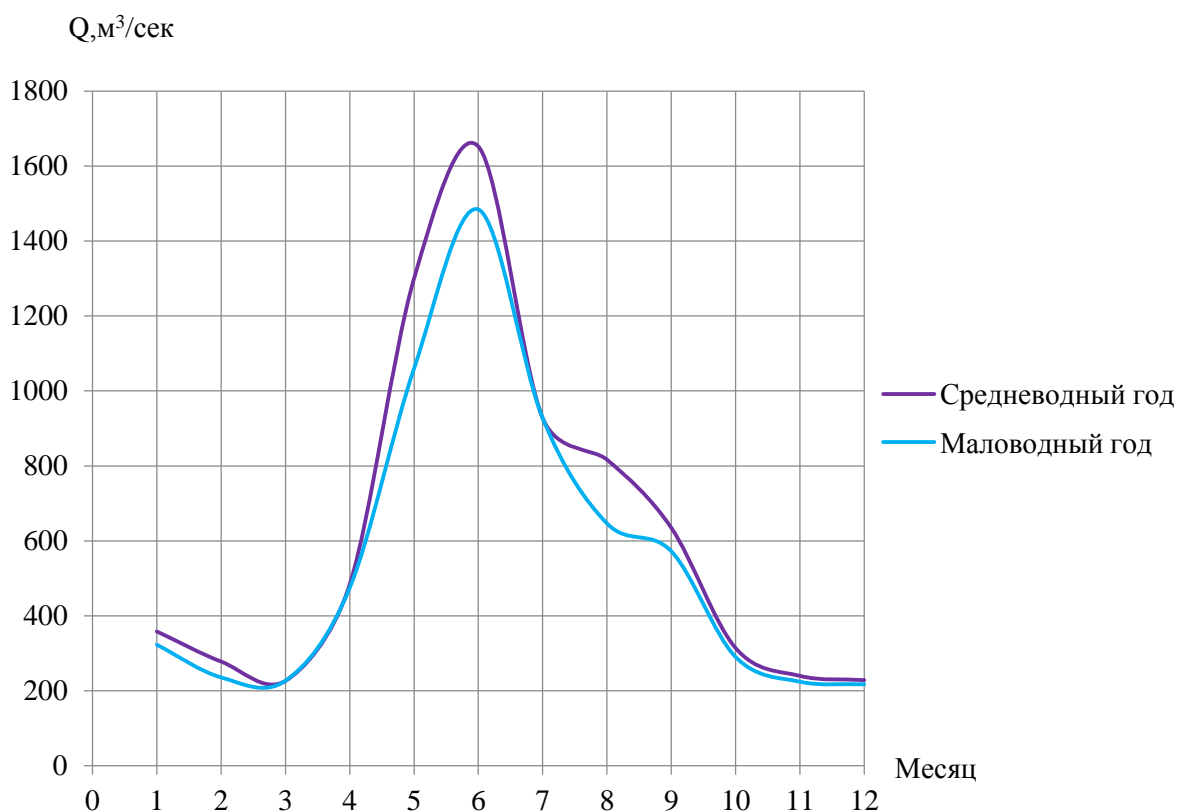


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

### 2.1.5 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Если отметка НПУ 785 м, а отметка сухого дна 683 м, тогда:

$$V_{\text{УМО}} = 785 - \frac{(785 - 683)}{3} = 768,6 \text{ м.} \quad (2.15)$$

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\text{НПУ}} = 23,42 \text{ км}^3,$$

$$V_{\text{УМО}} = 15,43 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 23,42 - 15,43 = 7,99 \text{ км}^3. \quad (2.16)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W_{\text{многолетний}}} = \frac{7,99}{20,47} = 0,39, \quad (2.17)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  — полезный объём водохранилища, формула (2.16);  
 $\bar{W}_{\text{многолетний}}$  — среднемноголетний сток в заданном створе.  
Принимаем годовой тип регулирования.

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Тувинской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{\text{п.б}}^t = Q_{90\%}^t - Q_{\text{п}}^t - Q_{\text{и}}^t - Q_{\text{ф}}^t - Q_{\text{л}}^t, \quad (2.18)$$



где  $t$  – порядковый номер месяца;  
 $Q_{90\%}^t$  – среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);  
 $Q_{\Pi}^t, Q_{\text{и}}^t, Q_{\text{ф}}^t, Q_{\text{л}}^t$  – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.19)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности, равный 8,6;  
 $Q^t$  – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.18) или расход ВХК);

$H^t$  – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

За месяц сработки принимаем 11 месяц ноябрь. Под регулирование попадают 12 месяцев. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Намеченные среднемесячные мощности работы станции в условиях маловодного года

Мощности в мегаваттах												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_t$	256	185	186	444	852	1179	749	526	466	242	184	173

### 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{\text{НПУ}} = 785,0$  м и  $V_{\text{н}} = 7,99$  км<sup>3</sup>.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^t = Q_{\text{п.б}}^t - Q_{\text{ВДХ}}^t, \quad (2.20)$$

где  $Q_{\text{п.б}}^t$  – по формуле (2.18);  
 $Q_{\text{ВДХ}}^t$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_{\text{ВДХ}}^t$  варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища –  $Q_{\text{ВДХ}}^t$  имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\text{ф}}^t. \quad (2.21)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{ВДХ}}^t \cdot t, \quad (2.22)$$

где  $t$  – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.23)$$

где  $z_{\text{ВБ.ср}}^t$  – среднее значение отметки ВБ;  
 $z_{\text{НБ}}^t$  – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;  
 $\Delta h$  - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.24)$$

где  $Q^t$  – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.20);

$H^t$  – напор на турбине, найденный по формуле (2.23).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 965 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 768,6 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 7,99 \text{ км}^3;$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{7,99}{20,47} = 0,39; \quad (2.28)$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

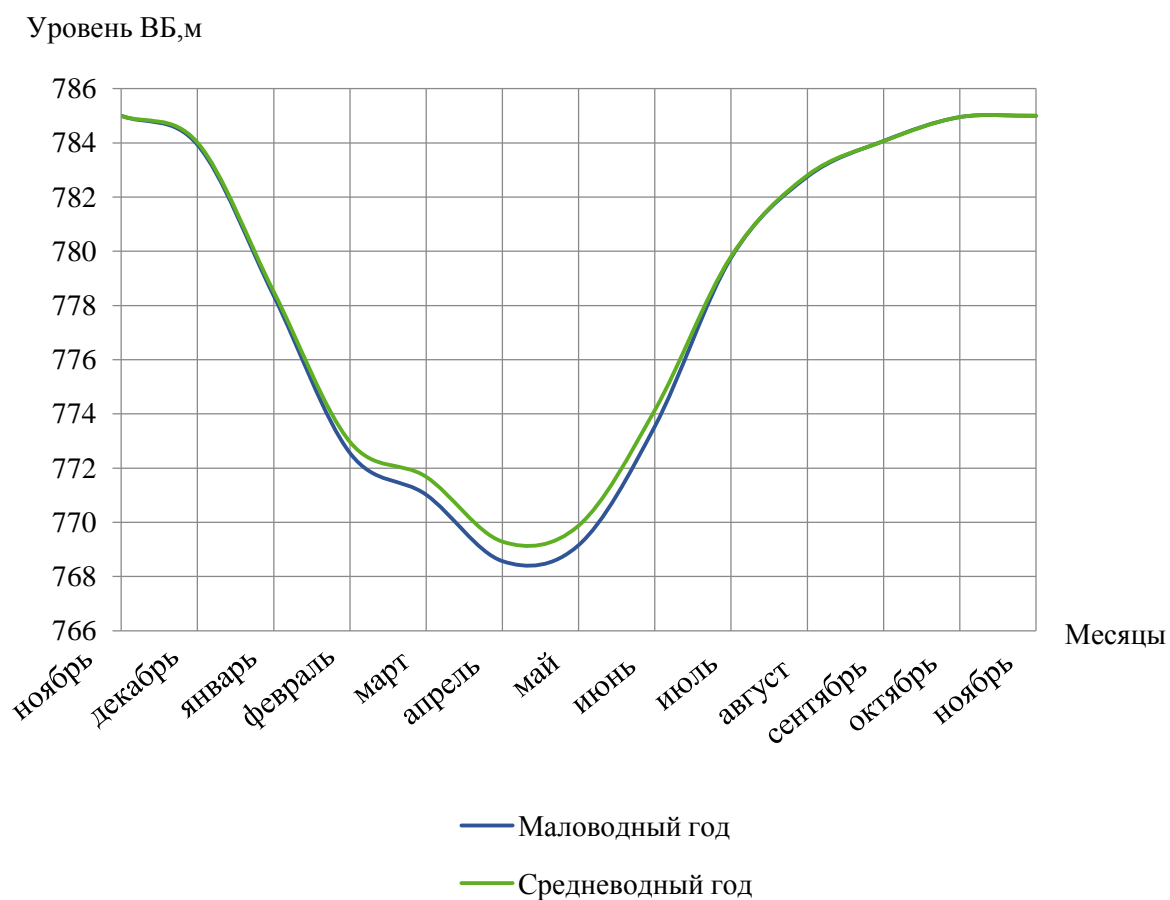


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Особенностью энергосистемы Сибири является незначительная переменная нагрузка. Это в первую очередь связано с тем, что регион не является густонаселённым и основную энергетическую нагрузку задают предприятия а не социальная энергоструктура. Тувинская ГЭС будет работать исключительно в режиме базовой нагрузки.

Нагрузочный резерв системы равен  $2\% P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет  $8\%$  от  $P_t^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде формулы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС}$$

установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 1024 \text{ МВт.}$$

### 2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3)

Сработка-наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

- способ 1: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);
- способ 2: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6);

Из двух способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Выработки электроэнергии по способам сработки-наполнения в средневодном году

Выработка в млн. кВт·ч	
Способ 1	Способ 2
4057	4041

Среднемноголетняя выработка – 4057 млн. кВт·ч.

## 2.3 Баланс мощности и энергии

### 2.3.1 Баланс энергии энергосистемы Сибири

Зная среднемесячные мощности Тувинской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергий ОЭС Сибири (плакат «Использование водной энергии»).

### 2.3.2 Баланс мощности энергосистемы Сибири

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2%  $P_t^{max}$ , аварийный резерв составляет 8% от  $P_t^{max}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС.

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{np.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{np.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{1024}{6} * 1 = 171 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.29)$$

где  $N_{уст}^{np.ГЭС}$  – установленная мощность Тувинской ГЭС.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 4 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{рем}^{ТЭС} = \left( \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{4} \cdot 1\text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 2132 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.30)$$

Баланс мощности энергосистемы Сибири в маловодном году приведен в таблице 2.6 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.6 – Баланс мощности энергосистемы Сибири в маловодном году  
Мощность в мегаваттах

баланс мощностей															
	ЭС			Существующие ГЭС				Проект. ГЭС				Сущ. ТЭС			
месяц	P <sub>тах</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>
1	27745	2220	555	15409	-	536		965	-	19	0	11371	2220	-	0
2	26860	2149	537	15301	-	530		361	-	7	0	11197	2149	-	0
3	25325	2026	506	14489	-	500		336	-	7	171	10500	2026	-	0
4	23552	1884	471	13713	-	465	1738	299	-	6	0	9541	1884	-	0
5	22016	1761	440	13041	-	436		232	-	5	0	8744	1761	-	0
6	21128	1690	423	12652	-	418		218	-	4	0	8258	1690	-	1066
7	21125	1690	423	12650	-	417		280	-	6	0	8195	1690	-	1066
8	22009	1761	440	13037	-	434		314	-	6	0	8657	1761	-	0
9	23542	1883	471	13709	-	464	1738	318	-	6	0	9515	1883	-	0
10	25314	2025	506	14485	-	499		342	-	7	0	10488	2025	-	0
11	26852	2148	537	15298	-	530		361	-	7	0	11193	2148	-	0
12	27743	2219	555	15408	-	536		965	-	19	0	11370	2219	-	0

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 785$  м, для линии расчётного напора  $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 767,2$  м, для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО = 768,6$  м;  
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарногопуска:

$$Q_{min} = 200 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.2)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.3)$$

где  $N_{уст}$  – установленная мощность Тувиской ГЭС из выражения;  
 $k_N$  – коэффициент мощности;  
 $H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.4)$$



где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

$H_p$  – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи НБ для летних и зимних условий							Напорынехар-ки			Линия		Линия	
$Q_{НБ}$	$Z_{НБ}$	$Q_{ВХК}$	Пот-ери	$Z_{НПУ}$	$Z_{УМО}$	$Z_{ВБ}$	$H_{НПУ}$	$H_{УМО}$	$H_{Z_{ВБ}}$	$H$	$Q$	$H$	$Q$
0	683,0	200	0,4	785	769,4	776,6	101,6	86,0	93,1			72,0	1257
100	684,2	200	0,4	785	769,4	776,6	100,4	84,8	92,0			74,0	1274
200	685,2	200	0,4	785	769,4	776,6	99,4	83,8	90,9			76,0	1291
300	686,1	200	0,4	785	769,4	776,6	98,5	82,9	90,0	94,0	1271	78,0	1308
400	687,0	200	0,4	785	769,4	776,6	97,6	82,0	89,2	92,0	1244	80,0	1325
500	687,7	200	0,4	785	769,4	776,6	96,9	81,3	88,4	90,0	1271	82,0	1341
600	688,4	200	0,4	785	769,4	776,6	96,2	80,6	87,8	88,0	1300	84,0	1358
700	689,0	200	0,4	785	769,4	776,6	95,6	80,0	87,1	86,0	1330	86,0	1374
800	689,6	200	0,4	785	769,4	776,6	95,0	79,4	86,6	84,0	1362		
900	690,1	200	0,4	785	769,4	776,6	94,5	78,9	86,1	82,0	1395		
1000	690,6	200	0,4	785	769,4	776,6	94,0	78,5	85,6	80,0	1430		
1100	691,0	200	0,4	785	769,4	776,6	93,6	78,0	85,2				
1200	691,4	200	0,4	785	769,4	776,6	93,2	77,6	84,8				
1300	691,8	200	0,4	785	769,4	776,6	92,8	77,2	84,4				
1400	692,1	200	0,4	785	769,4	776,6	92,5	76,9	84,0				

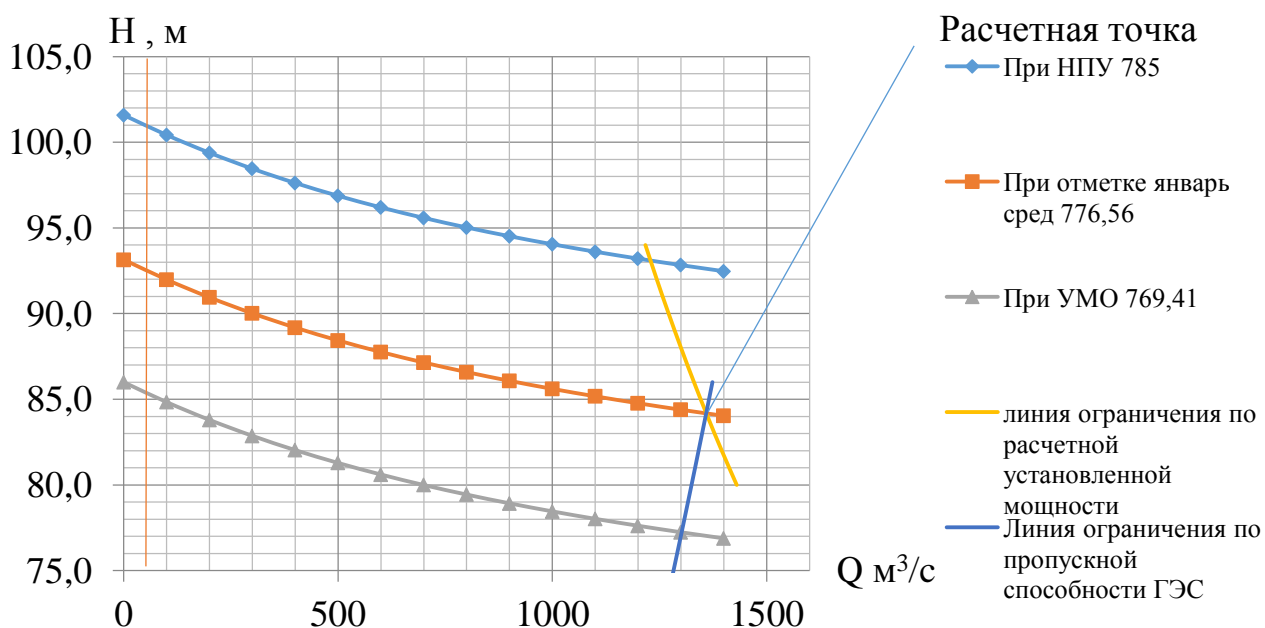


Рисунок 3.1 – Режимное поле Тувинской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 99,5 \text{ м.} \quad (3.5)$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 1360 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.6)$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 84,2 \text{ м.} \quad (3.7)$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 77,5 \text{ м.} \quad (3.8)$$

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		РО 115-B
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	115
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,67

Продолжение таблицы 3.2

Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1\text{ opt}}, \text{об/м}$	75,8
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1\text{ opt}}, \text{л/с}$	900
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,884
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{ max}}, \text{л/с}$	1080
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\text{ max}})$	0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{ м}}, \text{м}$	0,515
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4
Температура	$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	2
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,59

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м0}}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}} \cdot \left(\frac{\nu_{\text{Н}}}{\nu_{\text{м}}}\right)^2} \right), \quad (3.9)$$

где  $\eta_{\text{м0}}$  – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптиума (таблица 3.2);

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

$D_{1\text{ м}}$  – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

$D_1$  – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [1];

$H_{\text{м}}$  – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

$H_{\text{р}}$  – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

$\nu_{\text{Н}}$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной

гидротурбины;

$\nu_M$  – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\varepsilon = 0,75. \quad (3.10)$$

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [1]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Большой Енисей:

$$t_H = 10 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (3.11)$$

По справочным данным [1] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,3. \quad (3.12)$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97. \quad (3.13)$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.14)$$

где  $\eta_{Г\text{ ср}}$  – средний коэффициент полезного действия генератора из выражения (3.13).

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_a}, \quad (3.15)$$

где  $N'_a$  – мощность агрегата из выражения (3.14).

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I\ p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.16)$$

где  $n'_{I\ p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);  
 $\Delta$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.17)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;  
 $H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .  
 Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\ ср}}. \quad (3.18)$$

Правая часть уравнения (3.18) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I\ p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.17).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.19)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.18), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Рассчитанные по формулам (3.14) - (3.19) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицу А.1 приложения А.

Произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$ , в таблице А.1 приложения А, представлено в о. е.  $\cdot \text{л/с}$  для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим исходя из следующих положений:

- число агрегатов должно быть кратно 2 или 3, что упрощает главную схему электрических соединений;
- необходимо стремиться к выбору минимального числа агрегатов при возможно большей мощности каждого из них;
- число агрегатов, устанавливаемых на ГЭС, не должно быть меньше двух;
- исключаем типы турбины, в которых точка оптимума не входит в рабочую зону.

Выбираем гидротурбину РО115-В с  $D_1 = 5$  м.

Главная универсальная характеристика турбины РО115-В с построенной рабочей зоной представлена в приложении А, рисунок А.1.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики  $H_S(Q_{НБ})$  при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$B_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot D_1 = 1,58 \text{ м}, \quad (3.24)$$

где  $D_1$  – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины из выражения (3.20).

Для РО гидротурбин:

$$Z_{\text{х.пл.}} = \frac{B_0}{2} = \frac{1,58}{2} = 0,79, \quad (3.25)$$

где  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной турбины из выражения (3.24).

Принимаем коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной в пределах 1,05-1,15:

$$k_\sigma = 1,10. \quad (3.26)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + Z_{\text{х.пл.}} - 1,5, \quad (3.27)$$

где  $B = 10,33$  м – барометрическое давление;  
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;  
 $k_\sigma$  – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения (3.26);  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;  
 $H$  – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ ;  
 $Z_{\text{х.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, выражение (3.25).

1) Работа одного агрегата с установленной мощностью ГЭС при максимальном напоре:

Пересчитаем точку пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по пропускной способности в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.17):



$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 5}{\sqrt{1,054 \cdot 99,5}} = 69,7 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.28)$$

На главной универсальной характеристике (приложение А, рисунок А.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке (точка 1) определяем:

$$\sigma = 0,0843. \quad (3.29)$$

$$Q'_I = 0,792 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.30)$$

$$Q = Q'_I \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H} = 0,792 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{1,054 \cdot 99,5} = 202,78 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.31)$$

По кривой связи НБ (приложение 1):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 684,8 \text{ м}. \quad (3.32)$$

Пользуясь формулой (3.27) определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{684,8}{900} - 1,10 \cdot 0,0843 \cdot 99,5 - 1,5 = -0,7 \text{ м}. \quad (3.33)$$

2) Работа одного агрегата с установленной мощностью ГЭС при минимальном напоре:

Пересчитаем точку в координаты главной универсальной характеристики, используя формулу (3.17):

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 5}{\sqrt{1,054 \cdot 77,5}} = 79,0 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.34)$$

На главной универсальной характеристике (приложение А, рисунок А.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке определяем:

$$\sigma = 0,139. \quad (3.35)$$

$$Q'_I = 1,02 \text{ л/с} \quad (3.36)$$

$$Q = 1,02 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{1,054 \cdot 77,5} = 224,48 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.37)$$

По кривой связи НБ:

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 685,0 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Пользуясь формулой (3.27) определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{685,0}{900} - 1,10 \cdot 0,139 \cdot 77,5 - 1,5 = -3,3 \text{ м.} \quad (3.39)$$

3) Работа одного агрегата при расчетном напоре в соответствующей точке на линии ограничения по турбине:

Данный режим соответствует на режимном поле (приложение А, рисунок А.1) расчетной точке.

Пересчитаем эту точку в координаты главной универсальной характеристики:

$$n'_I = \frac{142,8 \cdot 5}{\sqrt{1,054 \cdot 84,2}} = 75,8 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.40)$$

На главной универсальной характеристике (приложение А, рисунок А.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, посчитанной частоты, и линии ограничения по генератору. В этой точке определяем:

$$\sigma = 0,142. \quad (3.41)$$

$$Q'_I = 1,03 \text{ л/с} \quad (3.42)$$

$$Q = 1,03 \cdot 5^2 \cdot \sqrt{1,054 \cdot 84,2} = 236,21 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.43)$$

По кривой связи НБ (приложение 1):

$$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 685,1 \text{ м.} \quad (3.44)$$

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{685,1}{900} - 1,10 \cdot 0,141 \cdot 84,2 - 1,5 = -4,7 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Определение отметок расположения оси рабочего колеса для трех режимов работы:

$$1) \nabla Z_{\text{рк } 1} = 684,8 - 0,70 = 684,1 \text{ м}$$

$$2) \nabla Z_{\text{рк } 2} = 685,0 - 3,3 = 681,7 \text{ м}$$

$$3) \nabla Z_{\text{рк } 1} = 685,1 - 4,7 = 680,4 \text{ м}$$

Из условия обеспечения бескавитационной работы высоту отсасывания выбирают такой, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах:

$$H_{\text{с}} = -4,7 \text{ м.} \quad (3.46)$$

### **3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала**

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 2,57 \cdot 5 = 12,85 \text{ м.} \quad (3.47)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,375 \cdot D_1 = 1,375 \cdot 5 = 6,88 \text{ м.} \quad (3.48)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 351^\circ. \quad (3.49)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 5 = 17,61 \text{ м.} \quad (3.50)$$

Длинна отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 5 = 21,82 \text{ м.} \quad (3.51)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 1,234 \cdot D_1 = 1,234 \cdot 5 = 6,17 \text{ м.} \quad (3.52)$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = 12 \text{ м.} \quad (3.53)$$

По рекомендациям [4] ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = D_{\text{ш}} + 7 = 12 + 7,5 = 19,5 \text{ м.} \quad (3.54)$$

где  $D_{\text{ш}}$  – диаметр шахты агрегата из выражения (3.48).  
Принимаем ширину машинного зала по [4]:

$$B_{\text{мз}} = 20,0 \text{ м.} \quad (3.55)$$

Ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = 2,9 \cdot D_1 = 2,9 \cdot 5 = 14,5 \text{ м,} \quad (3.56)$$

где  $B_{\text{сп}}$  – ширина спиральной камеры из выражения (3.44);

Ширина монтажной площадки по рекомендации [4]:

$$L_{\text{мп}} = 1,25 \cdot B_{\text{бл}} = 18,2 \text{ м.} \quad (3.57)$$

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 6 \cdot 14,5 + 18,2 = 105,2 \text{ м.} \quad (3.58)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H'_{\text{мз}} = 14,3 \quad (3.59)$$

### **3.2.4 Расчет и построение металлической спиральной камеры (убрать и вставить таблицу.....)**

В данном расчёте сделано следующее допущение:  $v_u \cdot r = \text{const.}$

Для расчёта потребуются следующие величины:

1. Угол охвата спиральной камеры –  $\varphi_{\text{сп}} = 351^\circ$ ;
2. Диаметр расположения входных кромок статора  $D_a = 7,65 \text{ м}$ ;
3. Диаметр расположения выходных кромок статора  $D_b = 6,6 \text{ м}$ ;
4. Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,58 + 0,02 = 1,6 \text{ м.} \quad (3.60)$$

5. Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 1,6 + 2 \cdot 0,41 = 2,42 \text{ м.} \quad (3.61)$$

6. Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

7. Допустимые средние скорости воды во входном сечении –  $v_{cp} = 7,9 \text{ м/с}$ .

8. Другие размеры статора:  $R = 0,4 \text{ м}$ ,  $h_1 = 0,41 \text{ м}$ ,  $D_4 = 8,05 \text{ м}$ .

Полный расход через турбину:

$$Q_p = \frac{N}{9,81 \cdot H_p} = \frac{170667}{9,81 \cdot 84,2} = 206,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.62)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 206,6 \cdot \frac{351}{360} = 201,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.63)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{201,5}{7,9} = 25,5 \text{ м}^2. \quad (3.64)$$

Радиус входного сечения:

$$\rho_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{25,5}{3,14}} = 2,85 \text{ м.} \quad (3.65)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$\alpha = \frac{D_4}{2} + \sqrt{\rho_{вх}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{8,05}{2} + \sqrt{2,85^2 - \left(\frac{2,42}{2}\right)^2} = 6,65 \text{ м.} \quad (3.66)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{вх} = \alpha + \rho = 6,65 + 2,85 = 11,6 \text{ м.} \quad (3.67)$$

Значение  $1/c$ :

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (\alpha - \sqrt{\alpha^2 - \rho^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (6,65 - \sqrt{6,65^2 - 2,85^2})}{351} = 0,66 \quad (3.68)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов, рассчитывают все сечения спиральной камеры, которые представлены в таблице 4.

Чтобы расчетные сечения касались статора в заданной точке, часть сечений спирали выполняют эллиптической формы.

Для их расчёта требуется определить  $R$  для каждого угла спирали. Строим график зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$  исходя из данных табл. 4 и примерно продляем до нормального вида. График зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$  представлен на рисунке 3.2.

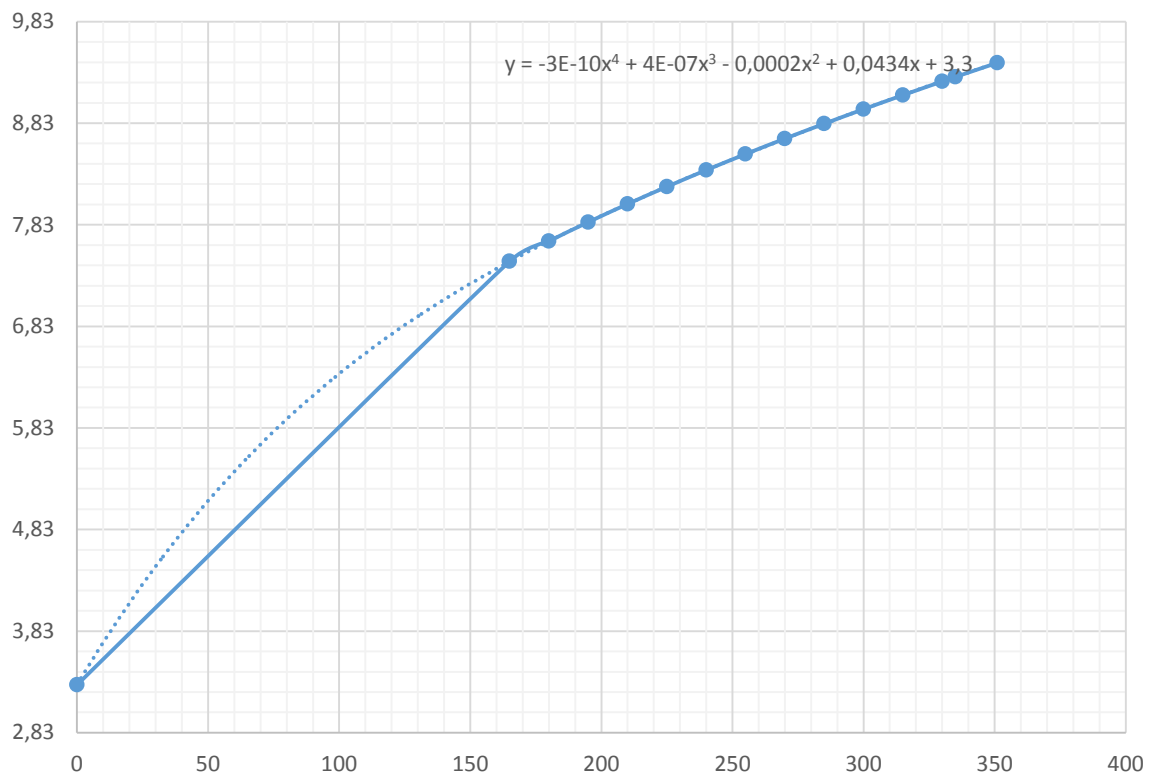


Рисунок 3.2 - Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R=f(\varphi)$

Определяем размеры эллиптических сечений:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin 60^\circ} = \frac{2,42}{2 \cdot 0,57} = 2,11 \text{ м}, \quad (3.69)$$

где  $p_1$  постоянна для всех эллиптических сечений.

Меньший радиус эллиптического сечения:

$$p_2 = \frac{R - \left( \frac{D_4}{2} + p_1 \cdot (1 - \cos 65^\circ) \right)}{2 \cdot \cos 65^\circ} \quad (3.70)$$

Значения  $R$  определяем по зависимости  $R = f(\varphi^\circ)$  (рисунок 3).

Расчёт размеров эллиптических сечений представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3- Размеры эллиптических сечений спиральной камеры

$\phi$	150	135	120	105	90	75	60	45	30	15	0
R	6,5	6,4	6,3	6,1	5,9	5,6	5,3	4,9	4,4	3,9	3,3
№	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
p1	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
p2	1,28	1,22	1,13	1,02	0,89	0,72	0,53	0,29	0,02	-0,3	-0,6
k	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03	50,03
tg $\delta$	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
$\delta$	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10	25,10

Постоянная спиральной камеры:

$$p_2 = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{206,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,66} = 50,03 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (3.71)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\text{tg } \delta = \frac{Q_p}{2 * \pi * k * b_1} = \frac{206,6}{2 * 3.14 * 50,03.04 * 1,6} = 0,41. \quad (3.72)$$

$$\delta = 25,1^\circ. \quad (3.73)$$

По полученным данным строим план спиральной, рисунок 3.3.

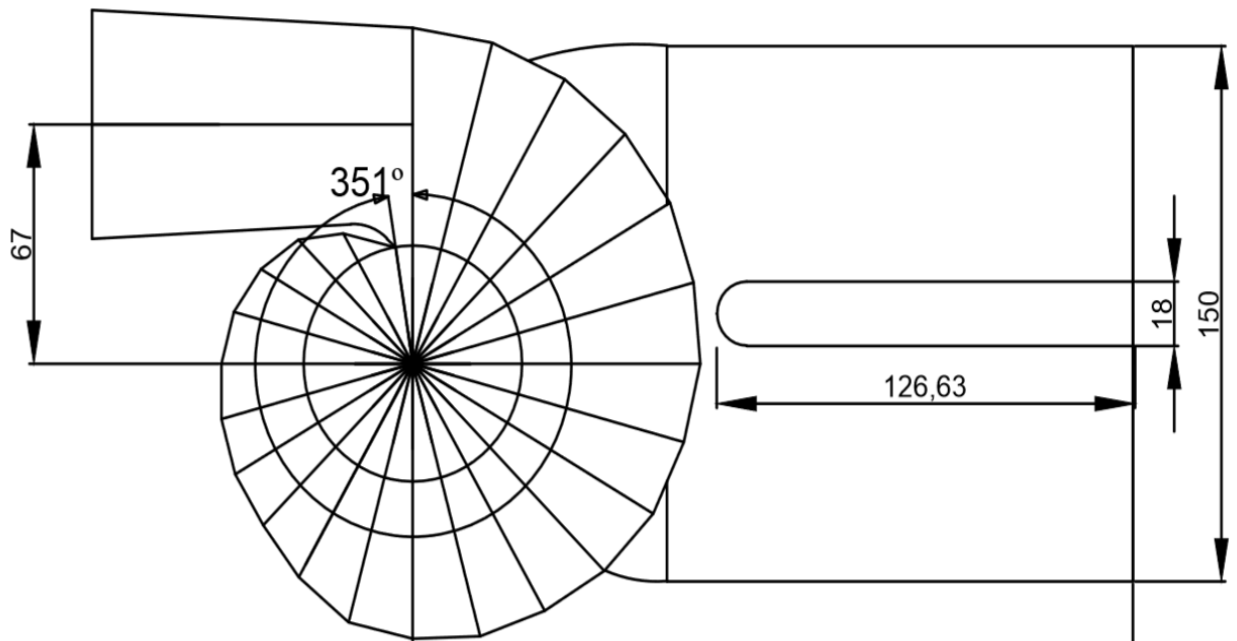


Рисунок 3.3 - План металлической спиральной камеры.

### 3.3 Выбор гидрогенератора

#### 3.3.1 Определение параметров и размеров гидрогенератора

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.74)$$

где  $\cos \varphi = 0,9$ .

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c}, \quad (3.75)$$

где  $n_c$  — синхронная частота гидрогенератора.

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_H = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos \varphi} = \frac{167,25}{0,9} = 185,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.76)$$



Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,08 \cdot 185,83 = 200,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.77)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий в основном от  $\cos \varphi$ .

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{142,8} = 42. \quad (3.78)$$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2 \cdot p} = \frac{185,83}{42} = 4,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.79)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = \frac{\pi \cdot D_i}{2 \cdot p}, \quad (3.80)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = AS^{*\alpha} = 0,529 \cdot 4,4^{0,246} = 0,74 \text{ м}, \quad (3.81)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,66 \cdot 42}{3,14} = 8,8 \text{ м}. \quad (3.82)$$

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет:  $v_{пр} = 160 \text{ м/с}$  для генераторов кажущейся мощностью  $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Предельную окружную скорость:

$$v_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 8,8 \cdot 1,8 \cdot 142,8}{60} = 118,4 \text{ м/с}, \quad (3.83)$$

где  $k_{разг}$  – коэффициент разгона принимается равным 1,8 – 2,0 для РО турбин

При  $D_i = 8,8$  м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» :

$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.84)$$

где  $S_p$  —определяется по формуле **Ошибка! Источник ссылки не найден.**;  
 $C_a$  —коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс  $S^*$  и способ охлаждения, определяется по формуле **Ошибка! Источник ссылки не найден.**.

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{4,4^{0,105}} = 7,6. \quad (3.85)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30 C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 7,6 \cdot 200,7}{3,14 \cdot 142,8 \cdot 8,8^2} = 1,3 \text{ м}. \quad (3.86)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение  $l_a = 130$  см.

При частоте вращения до 200 об/мин гидрогенераторы выполняют в зонтичном исполнении.

Основные размеры вертикального гидрогенератора представлены в таблице 3.4.

Общая масса генератора приближенно:

$$\psi D_i l_a = 50 \cdot 8,8 \cdot 1,3 = 572 \text{ т}. \quad (3.87)$$

где  $\psi = (44 \div 50)$  для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 572 = 315 \text{ т}. \quad (3.88)$$

Таблица 3.4 Основные размеры генератора Тувинской ГЭС

Элемент генератора	Параметр	Зависимость	Значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1,7 \div 1,9) l_a$	2,34 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017 n_0) D_i$	11,38 м
	Диаметр активной стали $D_a$	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	9,50 м

Продолжение таблицы 3.4

Верхняя крестовина	Высота $h_{в.к.}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	5,28 м
	Диаметр лучей $D_{в.к.}$	$D_{ст}$	11,83 м
Подпятник	Высота $h_{п.}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	1,50 м
	Диаметр кожуха $D_{п.}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	3,96 м
Надстройка	Высота $h_0$	$0,3 \div 0,5$	0,45 м
	Диаметр $d_0$	$(0,2 \div 0,25)D_i$	2,02 м

Выбираем СВ 880/130-42 У1.

### 3.4 Выбор маслonaпорной установки и ЭГР

#### 3.4.1 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслonaпорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслonaсосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

Наиболее просто способ подсчета объема сервомоторов-  $W_c$  по их работоспособности-  $A_c$ , которая связана с объемом сервомотора зависимостью:

$$W_c = \frac{A_c}{P_k}, \quad (3.89)$$

где  $P_k$  – номинальное давление котла, Па (до 6,4 МПа).

Работоспособность сервомоторов, обслуживающих НА определяется по зависимости:

$$\begin{aligned} A_{с на} &= k_{на} \cdot \gamma \cdot H_{max} \cdot b_0 \cdot D_1^2 = \\ &= 0,05 \cdot 1000 \cdot 99,2 \cdot 1,58 \cdot 5^2 = 195920 \text{ Дж} \end{aligned} \quad (3.90)$$

где  $\gamma$  – объемный вес воды  
 $k_{на}$  – коэффициент, принимаем 0,05.

Работоспособность сервомоторов рабочего колеса:

$$A_{с\text{рк}} = k_{\text{рк}} \cdot \gamma \cdot H_{\text{max}} \cdot b_0 \cdot D_1^2 - d_{\text{вт}}^2 =$$

$$= 0,06 \cdot 1000 \cdot 99,2 \cdot 1,58 \cdot 5^2 - 2,88^2 = 235095,7 \text{ Дж},$$
(3.91)

где  $k_{\text{рк}}$  – коэффициент, принимаем 0,06.

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу оборудования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

С учетом требований объемов котла:

$$V_{\text{к}} = (20 \div 25) \cdot W_{\text{сна}} + (3 \div 4) \cdot W_{\text{срк}} = \frac{20 \cdot 195920}{4 \cdot 10^6} +$$

$$+ \frac{3 \cdot 235095,7}{4 \cdot 10^6} = 1,16 \text{ м}^3$$
(3.92)

В результате выбрано МНУ 1,6/1-40-2,5-2, объем котла 1,6 м<sup>3</sup>, давление 40 кгс/см<sup>2</sup>, исполнение однокотельное.

### 3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

Диаметр золотника:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v_{\text{м}}}}.$$
(3.93)

$$V_{\text{на}} = \frac{A_{\text{сна}}}{P_{\text{min}}} = \frac{195920}{4 \cdot 10^6 \cdot 0,6} = 0,082 \text{ м}^3.$$
(3.94)

Время закрытия:

$$T_{\text{з}} = \frac{\beta_{\text{max}} \cdot G \cdot D^2 \cdot n_{\text{н}}^2}{1800 \cdot N_{\text{н}}} = \frac{0,5 \cdot 396,33 \cdot 142,8^2}{1800 \cdot 170,7} = 13,2 \text{ с},$$
(3.95)

где  $\beta_{\text{max}}$  – величина временной неравномерности, принимаем 0,5.

Маховый момент:

$$G \cdot D^2 = 2500 \cdot N_{\text{н}}^{0,8} \cdot n_{\text{н}}^{-1,2} = 2500 \cdot 170,7^{0,8} \cdot 142,8^{-1,2} =$$
(3.96)

$$= 396,33.$$

$$Q = \frac{V_{\text{на}}}{T_3} = \frac{0,082}{13,2} = 0,006. \quad (3.97)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,082}{3,14 \cdot 5}} = 0,04 = 40 \text{ мм}. \quad (3.98)$$

С учетом объема сервомотора рабочего колеса принимаем диаметр золотника 100 мм.

По таблице 9.2 [3] определяем тип ЭГР по диаметру золотника. Так как турбина РО, то выбираем ЭГР 100-3

### 3.6 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Внешний диаметр вала рассчитывается по формуле (м):

$$d_{\text{в}} = (1,2 \div 1,4) \sqrt[3]{\frac{N_{\text{а}}}{n_0}}. \quad (3.99)$$

$$d_{\text{в}} = 1,2 \sqrt[3]{\frac{170,7}{142,8}} = 1,27 \approx 1,5 \text{ м}. \quad (3.100)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_{\text{в}}$  менее 1000 мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$  мм).

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{с}}} = \frac{0,00974 \cdot 170667}{142,8} = 11,6. \quad (3.101)$$

### 3.7 Подъемно- транспортное оборудование

Грузоподъемность крана подбирается в зависимости от веса технологического оборудования, а именно затворов в ВБ и сороудерживающая решетка, а в НБ от веса затвора и подъема вспомогательного оборудования.

Основной нагрузкой, действующей на затвор, является сила гидростатического давления. Сила давления рассчитывается по формуле:

$$W = 0,5 \cdot \rho \cdot g \cdot (H_{\Pi}^2 - (H_{\Pi} - H_3)^2) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (28,6^2 - (28,6 - 8,3)^2) \cdot 17,11 = 34,1 \text{ МН}, \quad (3.102)$$

где  $\rho$  –плотность воды,  
 $H_{\Pi}$  –заглубление порога затвора ниже НПУ,  
 $H_3$  –высота затвора,  
 $L$  – грузовой пролет.

$$L = B_{\text{от}} + 2 \cdot d = 15,65 + 2 \cdot 0,73 = 17,11 \text{ м}, \quad (3.103)$$

где  $B_{\text{от}}$  – ширина отверстия,  
 $d$  –расстояние от кромки паза до оси опоры затвора.

Вес затвора:

$$G_3 = \left( \frac{W \cdot L}{a} \right)^b = \left( \frac{34,1 \cdot 17,11 \cdot 10^6}{0,49 \cdot 10^6} \right)^{0,7} = 142,3 \text{ тс}, \quad (3.104)$$

где  $a$  и  $b$  –коэффициенты, принимаемые для скользящих затворов  $0,49 \cdot 10^6$  и  $0,7$ .

В итоге для подъема двух затворов на гребень плотины подбирается кран с грузоподъемностью 150 т.

Для затвора в нижнем бьефе:

$$W = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot (19,8^2 - (19,8 - 6)^2) \cdot 7,25 = 7,2 \text{ МН}. \quad (3.105)$$

$$L = 6,45 + 2 \cdot 0,4 = 7,25 \text{ м}. \quad (3.106)$$

$$G_3 = \left( \frac{7,2 \cdot 7,25 \cdot 10^6}{0,49 \cdot 10^6} \right)^{0,7} = 26,2 \text{ тс}. \quad (3.107)$$

Выбираем кран с грузоподъемностью 30 т.

Кран в машинный зал подбирается от веса габаритной части гидротурбины, а именно ротора. Его вес составляет 315 т, подбираем кран мостовой электрический кругового действия КМ 350/190/32 т, грузоподъемностью 350 тонн.

## 4 Компоновка и сооружения гидроузла

Основной задачей данного раздела является определение размеров и расположения основных элементов сооружений проектируемой ГЭС.

Выбор конструктивного исполнения гидроузла, нужно производить исходя из условия наименьших денежных затрат на строительство, что в свою очередь даёт экономическую целесообразность строительства станции в заданных условиях. Также, необходимо при выборе размера и конструктивных особенностей сооружения, его состава, учесть требования по прочности и устойчивости.

В состав проектируемого гидроузла должны быть включены:

- Арочная плотина;
- Глухая бетонная часть;
- Станционная часть;
- Здание ГЭС (расчёт и конструирование приведён в разделе 3);
- Водосбросное сооружение;

### 4.1 Компоновка гидроузла

Тувинский ГУ проектируется на горной не судоходной реке, в сравнительно узком ущелье, почти при отсутствии пойм. При заданном составе сооружений гидроузла существенное влияние на компоновку оказывают природные, эксплуатационно-технические, технико-экономические, строительно-производственные и другие условия.

При анализе топографии района строительства следует различать:

-узкие створы  $\frac{L}{H} < 3$

-широкие створы  $\frac{L}{H} > 3$ ,

$L$ - ширина створа по хорде

$H$ - высота проектируемой плотины.

Проектируемый ГУ, расположится в узком створе (каньонного типа), т.к. отношение ширины створа по хорде к высоте плотины, (равное 2,71) меньше 3. Бетонные сооружения будут располагаться непосредственно в русле реки, такая компоновка называется русловой.

Каждое сооружение должно наилучшим образом выполнять свои функции и не мешать работе других сооружений гидроузла. Необходимо чтобы расположение сооружений обеспечивало благоприятный гидравлический режим для их работы и бесперебойного обслуживания.

Стоимость ГУ с учетом ежегодных эксплуатационных расходов должна быть минимальной. Выбор сооружений и их компоновка осуществляются из условия достижения минимальных затрат труда, материалов, и других ресурсов, возможности более раннего пуска узла в эксплуатацию. Следует максимально использовать местные строительные материалы.

Компоновка узла должна обеспечивать удобный и надежный пропуск строительных расходов воды, допускать частичное поднятие напора и пуск во временную эксплуатацию неоконченного сооружения.

Установленная мощность гидроэлектростанции 1024 МВт. Проектируемое сооружение относится к I классу. В машинном зале установлено 6 гидроагрегатов мощностью по 170 МВт с радиально- осевыми турбинами. Длина машинного зала и монтажной площадки составляет 105,2 м. Расчетный напор составляет 84,2 м.

Глухие береговые части плотины осуществляют сопряжение плотины с берегами. Глухая левобережная часть имеет длину по гребню 122,1 м, правобережная- 111,7 м. Длина станционной части плотины составит 85 м. Здание ГЭС, включая монтажную площадку- 105,2 м.

## 4.2 Проектирование сооружений напорного фронта

### 4.2.1 Определение отметки гребня плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формулам:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a. \quad (4.1)$$

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{ФПУ} + h_{1\%} + a. \quad (4.2)$$

где  $a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее 0,8 м для I класса.

Расчет для основного сочетания нагрузок:

Элементы ветровых волн и высоту ветрового нагона определяют согласно [2].

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,37 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 7000}{9,81 \cdot 51} = 0,018, \quad (4.3)$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;  
 $k_w$  – коэффициент зависящий от расчетной скорости ветра;  
 $k_w = 2,37 \cdot 10^{-6}$ ;  
 $\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;  
 $d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище.



$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{785 - 683}{2} = 51 \text{ м.} \quad (4.4)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев:

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 21600$ сек.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 7000}{23^2} = 129,8. \quad (4.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9212,9. \quad (4.6)$$

По графику для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах [11, приложение 1, рис.1], для верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны) для значений  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = 129,8, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,019; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,63$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = 9212,9, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,075; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,8$$

Принимаем меньшее из полученных значений:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,02$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,7$$

Используя их, определим средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{V_w^2 \cdot 0,02}{g} = \frac{23^2 \cdot 0,02}{9,81} = 1,08 \text{ м.} \quad (4.7)$$

$$\bar{T} = \frac{V_w \cdot 1,7}{g} = \frac{23 \cdot 1,7}{9,81} = 4,0 \text{ сек.} \quad (4.8)$$

Рассчитаем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,0^2}{2 \cdot 3,14} = 25,0 \text{ м.} \quad (4.9)$$

Проверим условие для глубоководной зоны:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$$

$$51 > 0,5 \cdot 25 = 12,5 \text{ м}$$

Условие соблюдается- зона глубоководная

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i. \quad (4.10)$$

где  $K_i$  – коэффициент, зависящий от волнообразующих факторов,  
 $\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 129,8$  [11, приложение 1, рис.2]

$$K_i = 2,1$$

$$h_{1\%} = 1,08 \cdot 2,1 = 2,27 \text{ м}$$

Находим отметку гребня бетонной плотины:

$$\nabla_{\text{БП}} = 785 + 2,27 + 0,8 = 788,07 \text{ м}$$

Расчет для особого сочетания нагрузок:

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{16^2 \cdot 7000}{9,81 \cdot 51} = 0,008$$

$$k_w = 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ [11, приложение 1, таблица 2*]}$$

Условная расчётная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{785 - 683}{2} = 51 \text{ м}$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t = 21600$ сек.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 7000}{16^2} = 268,2$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{16} = 13243,5$$

По верхней огибающей кривой графика для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах [11, приложение 1, рис.1], для значений  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = 268,2, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,026; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,0$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = 13243,5, \quad \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,075; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 3,8$$

Принимаем меньшее из полученных значений:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,026$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,0$$

Используя их определим средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$\bar{h} = \frac{16^2 \cdot 0,026}{9,81} = 0,7 \text{ м}$$

$$\bar{T} = \frac{16 \cdot 2,0}{9,81} = 3,3 \text{ с}$$

Рассчитаем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 3,3^2}{2 \cdot 3,14} = 17,0 \text{ м}$$

Проверим условие для глубоководной зоны:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$$

$$51 > 0,5 \cdot 17 = 8,5 \text{ м}$$

Условие соблюдается- зона глубоководная.  
Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$K_i = 2,1$$

$$h_{1\%} = 0,7 \cdot 2,1 = 1,47 \text{ м}$$

Находим отметку гребня бетонной плотины по формуле:

$$\nabla \text{ГБП} = 787 + 1,47 + 0,8 = 789,27 \text{ м}$$

#### 4.2.2 Вписывание арочной плотины в створ

Ширина арки по гребню назначается из условия размещения грузо–захватных механизмов и условия двустороннего автомобильного движения.

Ширину арки по гребню принимаем:  $l_{зр} = 12 \text{ м}$ .

Основание плотины должно находиться в прочной «не выветренной» части основания, которую условно принимаем как:

$$\nabla \text{ОП} = \nabla \text{ДНО} - 5,0 \text{ м} = 683,0 - 5,0 = 678,0 \text{ м.} \quad (4.11)$$

Для построения экономического профиля плотины необходимо рассчитать коэффициент створности плотины –  $n$ , определяемый как отношение длины створа по гребню  $l_{\text{ст.гр}} = 363,7 \text{ метров}$  к высоте плотины  $H_{\text{пл}}$ .

$$H_{\text{пл}} = \nabla \text{ГП} - \nabla \text{ОП} = 789,3 - 678,0 = 113,3 \text{ м.} \quad (4.12)$$

$$n = \frac{l_{\text{ст.гр}}}{H_{\text{пл}}} = \frac{363,7}{113,3} = 3,21. \quad (4.13)$$

Далее задаваясь коэффициентом стройности как для толстой арочной плотины, с учётом графика (рисунок 10.7[10])  $\beta = 0,23$ , определяем ширину основания плотины –  $b_{\text{осн}}$ .

$$b_{\text{осн}} = H_{\text{пл}} \cdot \beta = 113,3 \cdot 0,23 = 26 \text{ м.} \quad (4.14)$$

Так же арка разбивается на два дополнительных сечения –  $1/3 H_{пл}$  и  $2/3 H_{пл}$  необходимые для дальнейшего статического расчёта (рисунок 4.1 и 4.2).

Вписывание плотины в заданный створ, начинается с напорной грани. Методом подбора радиуса, устанавливается образуемый в плане центральный угол  $2\alpha$  значение которого не должно превышать  $140^\circ$  (пункт 10.5[10]).

Графическим методом установлен радиус арки по напорной грани  $R=323,76\text{м}$ , при этом центральный угол  $2\alpha = 120^\circ$ .

### 4.3 Гидравлический расчёт строительного и эксплуатационного туннеля

Пропуск расходов по строительным туннелям осуществляется по следующей схеме. На одном из берегов, на отметках около бытового уровня, под защитой скальных целиков сооружают несколько обводных туннелей. Верховые порталы их оборудуют затворами. По окончании проходки туннеля сооружают верховую и низовую перемычки. Расходы реки в течении всего времени работ в котловане проходят по обводному каналу. После возведения русловых сооружений туннель закрывают. Схема с туннелями, обеспечивает возможность возведения ГУ в наиболее короткие сроки.

Для отвода реки применяется безнапорный туннель, его сечение заполнено водой не более 85%.

Расчет начинается с выбора длины и формы поперечного сечения туннеля, руководствуясь коэффициентом крепости пород.

$f_{кр} > 3$ , для пород с небольшим вертикальным давлением, принимаем сечение типа II, представленного на рисунке 1.

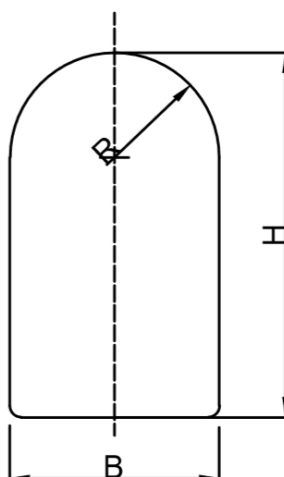


Рисунок 4.1 - Форма поперечного сечения туннеля

Предварительное сечение туннеля назначаем на основании неразрывающей скорости потока для пород его трассы или материала обделки. Принимаем  $V_{max} = 15\text{м/с}$ . Так как строительный туннель, в дальнейшем будет совмещен с эксплуатационным, поэтому пропускная способность должна

соответствовать максимальному поверочному расходу, за вычетом расхода, пропускаемого через ГА.

$Q_p$  определяется гидрологическими расчетами с учетом ежегодной вероятности превышения расчетного максимального расхода, равной 0,01%, для сооружения I класса. Тувинский ГУ- сооружения I класса, поэтому ежегодную вероятность превышения расчетного максимального расхода для основного случая определяем для 1%.

$$\begin{aligned} Q_{p.пов} &= Q_{осн.мах} - Q_{ГЭС}(n) - Q_c = 6312 - 220 \cdot 5 - 0 = \\ &= 5212 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned} \quad (4.15)$$

где  $Q_{ГЭС}(n)$  – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС;  
 $Q_c$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения,  $Q_c = 0$ ;

Пропуск воды будет осуществляться через 3 туннеля. Расход пропускаемый одним туннелем :

$$Q_p = \frac{Q_{p.пов}}{3} = \frac{5212}{3} = 1738 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.16)$$

Площадь живого сечения туннеля:

$$\omega = \frac{Q_p}{V_{мах}} = \frac{1738}{15} \approx 120 \text{ м}^2, \quad (4.17)$$

где  $Q_p$  – расчетный расход;  
 $V_{мах}$  – принятая скорость течения потока в туннеле.

Размер сечения туннеля, назначаем из условия:

$$\frac{H}{B} = 1,0 \div 1,5 = \frac{12}{10} = 1,2 \quad (4.18)$$

$$h_{\Pi} = (0,7 \div 0,85) \cdot H = 0,7 \cdot 12 = 8,4 \text{ м}, \quad (4.19)$$

где  $h_{\Pi}$  — глубина воды в туннеле;  
 $H$  — высота туннеля 12 м;  
 $B$  — ширина туннеля 10.

Коэффициент сопротивления по формуле Н.Н.Павловского:

$$C = \frac{1}{n} \cdot R^y = \frac{1}{0,025} \cdot 34,8^{0,01} = 41,2, \quad (4.20)$$

где  $n$  — коэффициент шероховатости ( $n=0,025$ )  
 $R$  — гидравлический радиус (34,8 м);  
 $y$  — показатель степени, зависящий от величины коэффициента шероховатости и гидравлического радиуса

$$y = 2,5 \cdot \sqrt{n} - 0,13 - 0,75 \cdot \sqrt{R} \cdot (\sqrt{n} - 0,1) = 2,5 \cdot \sqrt{0,025} - 0,13 - 0,75 \cdot \sqrt{34,8} \cdot (\sqrt{0,025} - 0,1) = 0,01 \quad (4.21)$$

Уклон туннеля находим по формуле:

$$i = \frac{Q^2}{\omega^2 \cdot C^2 \cdot R} = \frac{1738^2}{120^2 \cdot 41,2^2 \cdot 34,8} = 0,004 \quad (4.22)$$

Определение высотного положения безнапорного туннеля целесообразно начинать с назначения отметки порога низового портала:

$$\text{ПНП} = \text{УНБ} - h_{\pi} = 695,9 - 8,4 = 687,5 \text{ м}, \quad (4.23)$$

где УНБ соответствует расчетному строительному расходу шероховатости и гидравлического радиуса

Отметка порога верхового портала:

$$\text{ПВП} = \text{УНБ} - h_{\pi} + i \cdot L = 695,9 - 8,4 + 0,004 \cdot 454 = 689,1 \text{ м}, \quad (4.24)$$

где  $L$  длина туннеля (454 м), определенная графически.

Проверка пропускной способности туннеля:

$$Q = \omega \cdot C \cdot \sqrt{R \cdot i} = 120 \cdot 41,2 \cdot \sqrt{34,8 \cdot 0,004} = 1738 \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.25)$$

Пропускная способность туннеля соответствует заданной, условие соблюдается, расчет выполнен верно.

Отметка верхнего бьефа:

$$УВБ = УНБ + i \cdot L + z = 695,9 + 0,004 \cdot 454 + 14,9 = 716,4 \text{ м}, \quad (4.26)$$

где  $z$ - перепад уровней воды в ВБ и туннеле

$$z = \frac{(1 + \xi_{\text{вх}}) \cdot V^2}{2 \cdot g} = \frac{(1 + 0,3) \cdot 15^2}{2 \cdot 9,81} = 14,9 \text{ м}, \quad (4.27)$$

где  $\xi_{\text{вх}}$  – коэффициент потерь на входе (принимаем 0,3).

Для пропуска строительного расхода будет достаточно двух туннелей, поэтому третий строительный туннель на первом этапе, будет разрабатываться до места соединения с эксплуатационным туннелем.

## **4.4 Конструирование плотины**

### **4.4.1 Разрезка бетонных плотин швами**

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные и временные деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерном распределении температуры в теле сооружения.

Расстояние между межсекционными швами должно быть не более 30 м, но по опыту гидротехнического строительства на территории России и учитывая резко континентальный климат на юге Восточной Сибири принимаем ширину секций 20 м.

Температурные швы принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

При возведении сооружения будет применяться столбчатая разрезка на блоки бетонирования. Столбчатая система разрезки заключается в разрезке плотины на отдельные «столбы» вертикальными строительными межстолбчатыми швами, параллельными оси плотины. Каждый столб разбивается по высоте на отдельные блоки горизонтальными строительными швами.

Разрезка столбчатыми блоками позволяет достичь большей скорости возведения плотины по высоте 8-10 м и более в месяц. Помимо более высоких темпов кладки при этом способе разрезки получается большая поверхность охлаждения блоков и более интенсивное удаление тепла экзотермии, чем при способе вперевязку, а также меньшее взаимное влияние смежных блоков. Кроме того, разрезка столбчатыми блоками позволяет принимать частичный напор водохранилища на незаконченную строительством плотину. В данном способе разрезки необходима последующая цементация продольных швов; для



этого их делают по форме в виде штраб и снабжают трубами с клапанами – выпусками.

#### 4.4.2 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусмотреть устройство дренажа в виде вертикальных и горизонтальных скважин.

Вертикальный дренаж устраивается в виде вертикальных скважин, имеющих выход в продольные галереи. Диаметр вертикального дренажа принимаем 20 см, расстояние между осями дрен 3 м.

Дренажные скважины располагаются за цементационной завесой (в сторону нижнего бьефа) возможно ближе к ней, но так, чтобы не нарушить зацементированную зону основания. Т.к. расстояния между скважинами цементации в ряду (шаг скважин) приняты 3м, то дренажные скважины следует располагать от первого ряда завесы на расстоянии 15 м. Дренажные скважины будут выполнены из отдельной галереи, откуда вода отводится в нижний бьеф. В этом случае облегчится эксплуатация дренажа: регулирование его работы, очистка скважин и др.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи должно назначаться не менее 2 м при соблюдении условия:

$$\alpha_{dr} \geq \frac{H_d \gamma_n}{J_{crm}} = \frac{107 \cdot 1,25}{25} = 5,4 \text{ м}, \quad (4.28)$$

где  $\alpha_{dr}$ -расстояние от напорной грани до оси дренажа;  
 $H_d$ -напор над расчетным сечением;  
 $\gamma_n$ -коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $J_{crm}$ -средний критический градиент (для гравитационных плотин  $J_{crm}=25$ ).

#### 4.4.3 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20м. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа, для самотечного отвода воды.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной 3 м, высотой 3,5 м.

## 4.5 Назначение размеров основных элементов плотины

Условно все элементы плотины можно разделить на две части: нижнюю, заглубленную в основание и верхнюю. Состав нижней части элементов плотины и определяет ее подземный контур.

Требования, предъявляемые к подземному контуру:

- обеспечение фильтрационной прочности грунтов в основании;
- снижение фильтрационного давления на подошву плотины.

В тех случаях, когда средний коэффициент фильтрации грунтов скального основания больше  $0,1 \text{ м/сут}$ , то в составе подземного контура плотины следует предусмотреть противофильтрационные устройства (цементационную завесу) и скважинный дренаж.

### 4.5.1 Противофильтрационная завеса

Т.к. основание сложено скальными грунтами забивка шпунта невозможна, поэтому следует предусмотреть такое противофильтрационное устройство как цементационная завеса. Завеса выполняется путем бурения скважин на глубину завесы, которая заполняется материалом под давлением.

Толщина противофильтрационной завесы  $\delta_3$ :

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{15} = \frac{60,06 \cdot 1,25}{15} = 5 \text{ м}, \quad (4.29)$$

где  $\Delta H_3$  - потери напора на завесе;

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения [12];

$J_{cr,m}$  - критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания [10]: для скальных грунтов - 15.

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{\max} - H_{as} = 100,16 - 0,4 \cdot 100,16 = 60,06 \text{ м}, \quad (4.30)$$

где  $H_{\max}$  - максимальный напор на сооружении;  $H_{as}$  - напор на завесе.

$$H_{\max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{сан}} = 785 - 684,81 = 100,16 \text{ м}. \quad (4.31)$$

$$H_{as} = 0,4 H_{\max} = 0,4 \cdot 100,16 = 40,1. \quad (4.32)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{пл}} = 0,1 \cdot 26 = 2,6 \text{ м}, \quad (4.33)$$

где  $B_{\text{пл}}$  - ширина подошвы плотины.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 100,6 = 50,3 \text{ м}. \quad (4.34)$$

#### 4.1.2. Дренажные устройства в основании

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных или наклонных скважин диаметром 100÷300 мм с шагом 2÷3 м [1].

#### 4.6 Прочностной расчет арки с жестко заделанными пятнами методом «чистой» арки

В соответствии с СП 40.13330.2012[8], предварительные расчеты арочных плотин всех классов допускается выполнять упрощенными методами.

По методу «чистой» арки вся арка разбивается на ряд горизонтальных независимых арок постоянной толщины. Вся система трижды статически неопределима.

Арка разрезается в ключе, появляются три статически неопределимых величины

$X_1 = M_{\text{в}}$  – момент;

$X_2 = H_{\text{в}}$  – распор;

$X_3 = V_{\text{в}}$  – поперечная сила.

Если арка симметрична  $X_3 = V_{\text{в}} = 0$ , тогда система канонических уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} X_1 \cdot \delta_{11} + X_2 \cdot \delta_{12} + \Delta_{1p} = 0 \\ X_1 \cdot \delta_{21} + X_2 \cdot \delta_{22} + \Delta_{2p} = 0 \end{cases} \quad (4.35)$$

где  $\delta_{11}, \delta_{12}, \delta_{21}, \delta_{22}$  – перемещения от единичных значений статически неопределимых величин;

$\Delta_{1p}, \Delta_{2p}$  – перемещения от внешней нагрузки.

Нагрузки определяются отдельно и напряжения отдельно от каждой нагрузки, так как арки касаются друг друга в ключе, то считается, что нависания арок нет, учитываются только три нагрузки: равномерное давление

воды, равномерное изменение температуры и неравномерное изменение температуры. Расчетная схема представлена на рисунке 4.2.

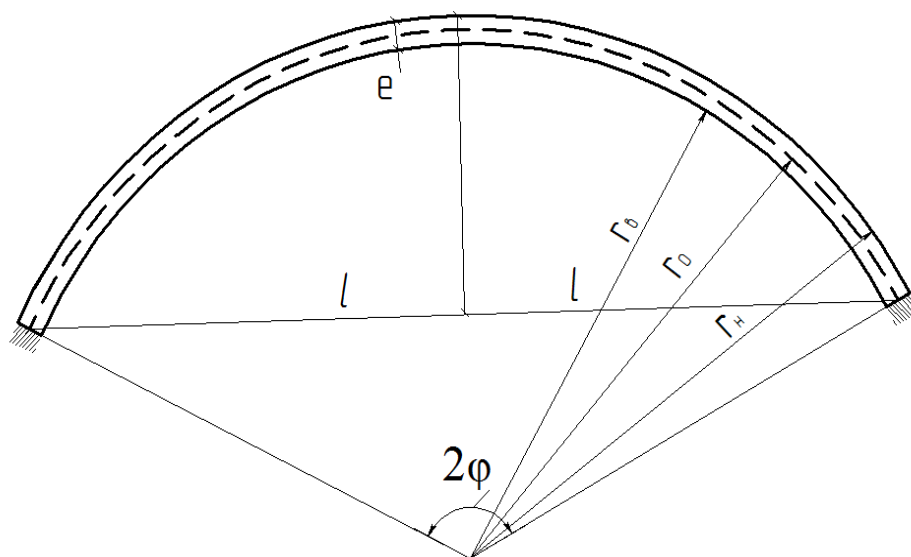


Рисунок 4.2 – Расчётная схема к расчёту методом чистой арки

#### 4.6.1 Определение напряжений от равномерного давления воды

Равномерное давление воды:

$$H_B = \frac{-2 \cdot g \cdot \rho_w \cdot h \cdot r_0 \cdot r_n \cdot \sin \alpha_0}{\left(12 \cdot \frac{k_4}{v^2 \cdot \sin \alpha_0^3} + \frac{k_4}{\sin \alpha_0}\right) \cdot l}, \quad (4.36)$$

где  $h$  – глубина воды над расчетным сечением;  
 $r_0$  – средний радиус арки;  
 $\alpha_0$  – половина центрального угла;  
 $k_4, k_5$  – коэффициенты;  
 $v$  – коэффициент, зависящий от ширины  $l$  и от  $e$  (м) – толщина расчётного сечения (рисунок 4.1);  
 $l$  – расстояние от подошвы до центра ущелья.

Средний радиус арки определяется по формуле:

$$r_0 = r_n - \frac{e_1}{2}. \quad (4.37)$$

Расстояние от подошвы до центра ущелья определяется:

$$l = r_0 \cdot \sin \alpha_0. \quad (4.38)$$

Коэффициент  $\nu$  рассчитывается по формуле:

$$\nu = \frac{e}{l} =. \quad (4.39)$$

Коэффициент  $k_4$  определяется по формуле:

$$k_4 = 0,5 \cdot \sin 2 \cdot \alpha_0 - \frac{2 \cdot \sin \alpha_0^2}{\alpha_0} + \alpha_0. \quad (4.40)$$

Коэффициент  $\kappa_5$  определяется как:

$$k_5 = k_4 + \frac{2 \cdot \sin \alpha_0^2}{\alpha_0}. \quad (4.41)$$

Плечи действующих сил определяются как:

$$y_1 = r_0 \cdot (1 - \cos \alpha_0) - r_0 \cdot \left( \frac{\sin \alpha_0}{\alpha_0} - \cos \alpha_0 \right). \quad (4.42)$$

$$y_0 = r_0 \cdot \left( \frac{\sin \alpha_0}{\alpha_0} - \cos \alpha_0 \right). \quad (4.43)$$

Далее определяем момент от воды в пяте и ключе как:

$$M_{\text{вп}} = H_{\text{в}} \cdot y_0. \quad (4.44)$$

$$M_{\text{вк}} = -H_{\text{в}} \cdot y_1. \quad (4.45)$$

Продольная сила от внешней нагрузки:

$$N_0 = g \cdot \rho_w \cdot h \cdot r_n. \quad (4.46)$$

Определяется продольная сила от воды в пяте и в ключе:

$$N_{\text{вп}} = N_0 + H_{\text{в}} \cdot \cos \alpha_0. \quad (4.47)$$

$$N_{\text{вк}} = N_0 + H_{\text{в}}. \quad (4.48)$$

Напряжение от воды в пяте и ключе определяется:

$$\sigma_{\text{ВП}} = \frac{N_{\text{ВП}}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{\text{ВП}}}{e^2}. \quad (4.49)$$

Низовая грань «+»; напорная грань «-».

$$\sigma_{\text{ВП}} = \frac{N_{\text{ВК}}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{\text{ВК}}}{e^2}. \quad (4.50)$$

Низовая грань «-»; напорная грань «+».

сечение 1/3Н от основания

Центральный угол  $\alpha_0 = 72^\circ = 0,628$  рад.

Половина центрального угла:

$$\alpha = \frac{72}{2} = 36^\circ.$$

Радиус напорной грани:

$$r_n = 323,76 \text{ м.}$$

Длина плотины по гребню:

$$L_{gr} = 363,7 \text{ м.}$$

Определяем синусы центрального угла и половины его значения:

$$\sin \alpha_0 = 0,360810826.$$

$$\sin \alpha = 0,6730112513.$$

Определяем косинусы центрального угла и половины его значения:

$$\cos \alpha_0 = 0,932639023.$$

$$\cos \alpha = 0,739631095.$$

Толщина тела плотины в сечении:

$$e = 19,9 \text{ м.}$$

Длина арки в расчетном сечении:

$$l_a = 203,2 \text{ м.}$$

Высота до рассчитываемого сечения от отметки НПУ:

$$h = 69,2 \text{ м.}$$

Средний радиус арки определяется по формуле:

$$r_0 = 323,76 - \frac{19,9}{2} = 313,81 \text{ м.}$$

Расстояние от подошвы до центра ущелья определяется:

$$l = 313,81 \cdot 0,360810826 = 113,23.$$

Коэффициент  $\nu$  рассчитывается по формуле:

$$\nu = \frac{19,9}{113,23} = 0,176.$$

Коэффициент  $k_4$  определяется по формуле:

$$k_4 = 0,5 \cdot 0,6730112513 - \frac{2 \cdot 0,360810826^2}{0,360810826} + 0,628 = 0,55.$$

Коэффициент  $\kappa_5$  определяется как:

$$k_5 = 0,55 + \frac{2 \cdot 0,360810826^2}{0,360810826} = 0,965.$$

Равномерное давление воды:

$$H_B = \frac{-2 \cdot 9,81 \cdot 10 \cdot 69,2 \cdot 313,81 \cdot 323,76 \cdot 0,360810826}{\left(12 \cdot \frac{0,55}{0,176^2 \cdot 0,360810826^3} + \frac{0,55}{0,360810826}\right) \cdot l} =$$
$$= -98,371 \text{ кН}$$

Плечи действующих сил определяются как:

$$y_1 = 313,81 \cdot (1 - 0,932639023) -$$

$$-313,81 \cdot \left( \frac{0,360810826}{0,628} - 0,932639023 \right) =$$

$$= 133,6 \text{ м.}$$

$$y_0 = 313,81 \cdot \left( \frac{0,360810826}{0,628} - 0,932639023 \right) = -112,47 \text{ м.}$$

Далее определяем момент от воды в пяте и ключе как:

$$M_{\text{вп}} = -98,371 \cdot -112,47 = 1,106 \cdot 10^4 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

$$M_{\text{вк}} = 98,371 \cdot 133,6 = 1,314 \cdot 10^4 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Продольная сила от внешней нагрузки:

$$N_0 = 10 \cdot 69,2 \cdot 323,76 = 2,24 \cdot 10^5 \text{ кН.}$$

Определяется продольная сила от воды в пяте и в ключе:

$$N_{\text{вп}} = 2,24 \cdot 10^5 \text{ кН.}$$

$$N_{\text{вк}} = 2,239 \cdot 10^5 \text{ кН.}$$

Напряжение от воды в пяте и ключе определяется:

-Напорная грань

$$\sigma_{\text{вп1}} = 1,109 \cdot 10^4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

$$\sigma_{\text{вк1}} = 1,145 \cdot 10^4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

-Низовая грань

$$\sigma_{\text{вп2}} = 1,142 \cdot 10^4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$



$$\sigma_{\text{BK2}} = 1,105 \cdot 10^4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Данный расчёт по формулам 4.36–4.50, ведётся для двух сечений 1/3Н от основания и 2/3Н от основания, результаты расчётов сводятся в приложение Г, таблица Г.1 для эксплуатационного и строительного случая. Расчет произведен в программе MathCAD.

#### 4.6.2 Напряжения от равномерного изменения температуры

Очень большие температурные напряжения возникают во время замыкания швов в блоках бетонирования за счет экзотермии цемента.

Швы стараются замоноличивать при минимальной положительной температуре наружного воздуха. Температуру замыкания швов принимают  $t_3 = 1 \div 3 \text{ } ^\circ\text{C}$  (Принимается  $t_3 = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$ ).

Распор от равномерного изменения температуры:

$$H_t = \frac{E \cdot e \cdot \omega}{r_n \cdot g \cdot \rho_w \cdot h} \cdot t \cdot H_B, \quad (4.51)$$

где  $E = 30 \cdot 10^6$  – модуль упругости бетона;  
 $\omega = 0,00001$  – коэффициент температурного удлинения бетона;  
 $t$  – разница температур между средней температурой воздуха, воды и температурой замыкания.

Разница температур определяется:

$$t_{\text{cp}} = \frac{t_{\text{возд}} + t_{\text{вод}}}{2}, \quad (4.52)$$

где  $t_{\text{возд}}$  – наружная температура воздуха в летний или в зимний период;  
 $t_{\text{вод}}$  – температура воды в летний или зимний период.

Летом температура воды  $t_{\text{вод}} = +13^\circ\text{C}$ , воздуха,  $t_{\text{возд}} = +25^\circ\text{C}$ .

Зимой температура воды  $t_{\text{вод}} = +10^\circ\text{C}$ , воздуха,  $t_{\text{возд}} = -30^\circ\text{C}$ .

Моменты от воды в пята и ключе определяется по формулам:

$$M_{t\Pi} = H_t \cdot y_0. \quad (4.53)$$

$$M_{t\kappa} = H_t \cdot y_1. \quad (4.54)$$

Продольная сила от воды в пяте и ключе:

$$H_{t\Pi} = H_t \cdot \cos \alpha_0. \quad (4.55)$$

$$H_{t\kappa} = H_t. \quad (4.56)$$

Напряжение от воды в пяте и ключе определяется:

Низовая грань «-»; напорная грань «+».

$$\sigma_{\text{вп}} = \frac{N_{\text{вп}}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{t\Pi}}{e^2}. \quad (4.57)$$

Низовая грань «+»; напорная грань «-».

$$\sigma_{\text{вп}} = \frac{N_{\text{вп}}}{e} \pm \frac{6 \cdot M_{t\kappa}}{e^2}. \quad (4.58)$$

Расчёт ведётся для двух времён года в каждом из расчётных сечений по формулам 4.51–4.58, результаты расчётов сводятся в приложение Г, таблица Г.1 для эксплуатационного и для строительного случая, где со знаком «+» приняты сжимающие усилия, а со знаком «-» растягивающие.

#### 4.6.3 Напряжения от неравномерного изменения температуры

Определяется разница температур воздуха и воды:

$$\Delta t = t_{\text{возд}} - t_{\text{вод}}. \quad (4.59)$$

Далее рассчитывается момент:

$$M_{\Delta t} = \frac{1}{12} \cdot E \cdot \omega \cdot v^2 \cdot l^2 \cdot \Delta t. \quad (4.60)$$

Напряжения в пяте и ключе равны и определяются по формуле:

$$\sigma_{\Delta t} = \frac{1}{12} \cdot E \cdot \omega \cdot \Delta t. \quad (4.61)$$

На грани с большей температурой вместо  $\Delta t$  принимаем  $+\frac{\Delta t}{2}$ , на грани с меньшей температурой  $-\frac{\Delta t}{2}$ .

Расчёт ведётся для двух времён года каждого из сечений по формулам 4.59–4.61.

Далее напряжения складываются в эксплуатационный период: напряжения от неравномерного давления воды плюс неравномерное изменение температуры.

Строительный случай – равномерное изменение температуры. Все найденные значения сводятся в приложение Г, таблица Г.1.

По полученным значениям напряжений можно сделать заключение об отсутствии растягивающих напряжений на низовой и напорной грани, в пяте и в ключе, в эксплуатационный период, в строительный период на напорной грани и низовой грани вследствие воздействия температуры, возникают растягивающие усилия. В строительный период на низовой грани допускается наличие небольших растягивающих усилий и раскрытие межсекционных швов, так как при наполнении водохранилища под действием гидростатического давления, растягивающие напряжения сменяются на сжимающие.

## **5 Организация производства гидротехнических работ**

### **5.1 Этапы возведения сооружений и схемы пропуска воды через водопропускные сооружения**

#### **5.1.1 Этапы возведения сооружений.**

При возведении сооружений для четкости планирования и составления календарного плана рекомендуется выделить этапы строительства, в которых будут рассматриваться конкретные задачи. Для речных гидротехнических сооружений выделяют минимум пять этапов [1]:

I этап – возведение сооружений необходимых для перекрытия русла;

II этап – перекрытие русла;

III этап – возведение сооружений по всему напорному фронту до отметок, необходимых для начала наполнения водохранилища;

IV этап – наполнение водохранилища до пусковых отметок и пуск первого гидроагрегата;

V этап – возведение сооружения до проектных отметок и пуск всех агрегатов.

На первом этапе, в первую очередь, выполняется водосбросное сооружение гидроузла, которое предназначено для пропуска строительных расходов воды. Таким сооружением является строительный туннель. Для его возведения возводятся перемычки первой очереди у верхового и низового портала туннеля.

На втором этапе производится перекрытие русла реки и переключение расходов из естественного русла, через построенный строительный туннель. Верховая и низовая перемычка будет возводиться пионерным методом, суть которого заключается в постепенной отсыпке каменного банкета в проран с берегов. После возведения перемычек со стороны ВБ и НБ, производится осушение котлована. На данном этапе начинается разработка эксплуатационного туннеля.

На третьем этапе строительства производится подготовка основания к бетонированию. Станционная часть плотины возводится до 724,4 м. Глухие левобережная и правобережная части возводятся до отметки 695,5 м. Осуществляется подготовка ложа водохранилища. Производится разборка перемычек второй очереди.

Четвертый этап, характеризуется наращиванием всех сооружений по всему напорному фронту. Станционная часть плотины и глухие левобережная и правобережная части возводятся до отметки 770,0 м. Строительный расход пропускается через строительный туннель. Осуществляется наполнение водохранилища. Производится бетонирование здания ГЭС и монтажной площадки, а так же монтаж оборудования, необходимого для пуска первого ГА. Пропуск расходов через эксплуатационный туннель.

На пятом этапе производится пуск ГА №1. Все сооружения возводятся до проектных отметок. Производится дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех гидроагрегатов.

### **5.1.2 Схемы пропуска воды через водопропускные сооружения**

В гидротехнической практике различают две стадии пропуска воды через гидроузел: при эксплуатации через постоянные водопропускные сооружения, и в период строительства по временным водопропускным сооружениям. В узких створах, единственным решением для пропуска расходов в период строительства ГЭС в таких случаях является отвод реки в обход строящихся сооружений. На начальной стадии строительства будет использоваться схема пропуска расходов с отводом реки из русла и пропуском воды через водопропускные сооружения, строительные туннели. Так же при проектировании гидроузла, необходимо учесть пропуск расходов через водосбросные сооружения в эксплуатационный период. В дальнейшем строительный туннель будет использоваться как эксплуатационный, для этого его низовая часть будет соединена наклонным туннелем, выполненным на более высокой отметке. Расчет строительного и эксплуатационного туннелей, приведен в разделе 4.

## **5.2 Организация и технология работ по возведению перемычек**

### **5.2.1 Общие сведения о перемычках**

Перемычки- временные сооружения ГУ, ограждающие строительный котлован от речных вод. Тип перемычки оказывает существенное влияние на форму котлована и объем его выемок.

При выборе типа и размера перемычек следует учитывать следующие требования:

- расстояние от перемычки до фундамента сооружения должно быть не менее 10м;

- очертание котлована в плане должно быть таким, чтобы удобно разместить дороги на гребне перемычек, съезды в котлован, сопряжение со строительными дорогами

- форма котлована должна быть удобной для размещения кранов, строительного оборудования и водопонижительных установок, а также организации поверхностного водоотлива.

По высоте гребня перемычки бывают незатопляемые и затопляемые. При проектировании ГУ, была выбрана незатопляемая перемычка, что позволяет строить сооружение в котловане круглый год.

## 5.2.2 Выбор типа перемычки

Тип перемычки выбирается на основе технико-экономического сравнения вариантов. При прочих равных условиях предпочтение отдается вариантам с максимальным использованием местных строительных материалов при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов.

Исходя из геологического строения площадки строительства наиболее целесообразно возведение перемычек путём отвала негабаритных скальных пород в качественную насыпь.

Согласно указаниям таблицы 7[11], каменно–земляная плотина должна включать грунтовый экран и понур или инъекционную диафрагму (рисунок 8а [11]).

Ось верховой перемычки располагается в 87 метрах от напорной грани плотины, что обеспечивает минимальное расстояние между строй–площадкой и перемычкой, а также расположена достаточно далеко от створа плотины для возможного проведения взрывных работ без повреждения основания.

Крутизна откоса напорной грани верховой перемычки 1:1,5 для напорной грани и 1:1,5 для низовой грани, как для каменно–земляных плотин.

Ширина по гребню перемычек составляет 15м из условия проезда по ним габаритного строительного транспорта.

Верховая перемычка имеет длину по гребню 215 м, определённую графически, и высоту 38,7 м (пункт 3.2.1) назначенную конструктивно.

На левом берегу реки располагается строительный и эксплуатационный туннели, вследствие этого, возведение верховой перемычки будет частично произведено за счёт отвала разработанных в туннеле скальных пород.

В состав верховой перемычки, в качестве противофильтрационного элемента входит грунтовый экран, состоящий преимущественно из суглинистых пород достаточной плотности, разработанных в непосредственной близости от площадки строительства.

Отметка нижнего бьефа при пропуске строительного расхода определённого в пункте 2.4, определяется по кривой связи (приложение 2) и составляет  $\nabla H_{\text{Бстр}} = 695,89$ .

Низовая перемычка располагается в 265 м от створа плотины, высота определяется из условия возвышения гребня над уровнем нижнего бьефа при строительном расходе  $3508 \text{ м}^3/\text{с}$ . Необходимо учесть, что при определении отметки нижнего бьефа по кривой связей, полученные данные даны для створа плотины и не учитывают уклон местности, поэтому для определения отметки нижнего бьефа в створе низовой перемычки необходимо рассчитать высоту столба воды в створе плотины и прибавить полученную величину к отметке дна в створе низовой перемычки  $\nabla H_{\text{Б}} = 695,89 \text{ м}$ .

Отметка гребня низовой перемычки находится как:

$$\nabla \text{ГР}_{\text{пер}} = \nabla \text{НБ} + a, \quad (5.1)$$

где  $a$  – запас, принимаем равным 1 м.

Отметка гребня низовой перемычки:

$$\nabla \text{ГР}_{\text{пер}} = \nabla \text{НБ} + a = 695,89 + 1 = 696,9 \text{ м.} \quad (5.2)$$

Длина низовой перемычки вдоль её створа определённая графически, составляет 155 м, высота 14 м.

Для глин, допустимый градиент напора  $J_{\text{доп}} = 7$ .

Толщина грунтового экрана верховой перемычки по основанию:

$$\delta_{\text{э}} = \frac{H}{J_{\text{доп}}} = \frac{38,7}{7} = 5,53 \text{ м,} \quad (5.3)$$

где  $H$  – действующий напор,  $H=38,7\text{м}$ .

Из условий производства работ минимальная толщина экрана по гребню 3м (рисунок 5.1).

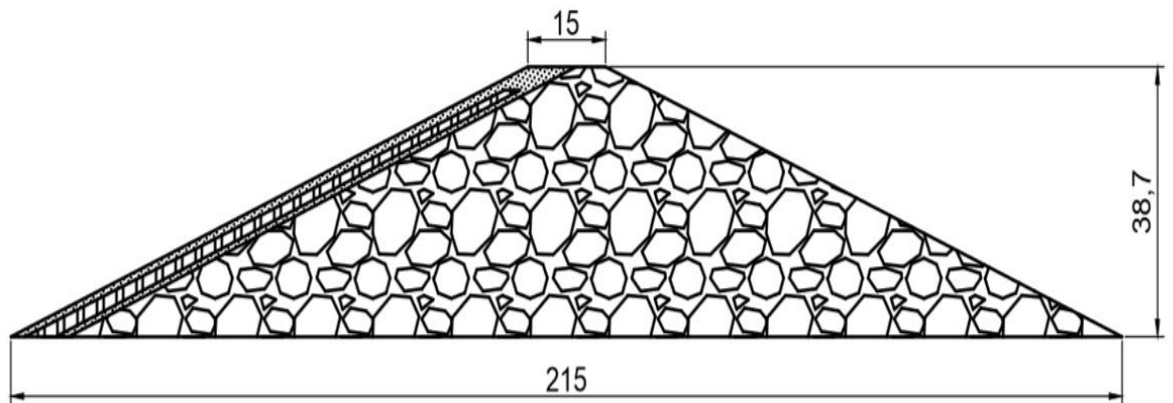


Рисунок 5.1 – Схема верховой перемычки

### 5.3 Осушение котлована

Для осушения котлована используется способ открытого водоотлива, который заключается в том, что откачка воды ведется непосредственно из котлована. Для водоотлива, применяются насосы пригодные для откачивания загрязненной воды с примесью грунтовых частиц.

Бытовой расход, при котором замыкается котлован первой и второй очереди соответствует расходу в октябре равный  $1300 \text{ м}^3/\text{с}$ . Уровень нижнего бьефа при данном расходе равен  $690,7 \text{ м}$ , который определяется по кривой связи НБ.

На начальном этапе определяются допустимые средние скорости понижения уровня для нескольких грунтов:

$$L_0 = 0,5 \text{ м/сут.} \quad (5.4)$$

Определяется требуемое время для откачки котлованов:

$$T_0 = \frac{H_{\text{отк}}}{L_0} = \frac{7,7}{0,5} = 15,4, \quad (5.5)$$

где  $H_{\text{отк}}$  – глубина воды в котлованах.

$$H_{\text{отк}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ДНА} = 690,7 - 683 = 7,7 \text{ м.} \quad (5.6)$$

Требуемое время для откачки воды из котлованов 16 суток.

Выбирается насос с допустимым напором, подачей и потребляемой мощностью насоса.

Принимается насос марки 12НДс-Нм-бс подачей  $700 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Общая производительность насосов:

$$\sum Q = \frac{2 \cdot V}{T_{\text{отк}}} = \frac{2 \cdot 215403}{15,4} = 27974 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.7)$$

Количество насосов необходимое для осушения котлована:

$$N = \frac{\sum Q \cdot 1,5}{Q} = \frac{27974 \cdot 1,5}{700 \cdot 24} = 2,5 \text{ шт} \quad (5.8)$$

Принимаем 3 шт.

## 5.4 Земляные и бетонные работы.

### 5.4.1 Определение объемов земляных и бетонных работ

Земляные работы присутствуют при возведении почти всех сооружений ГУ. На первом этапе это разработка строительных туннелей, на втором этапе это отсыпка перемычек. На третьем этапе это разработка котлована.

Объемы земляных работ вычисленные с помощью программы AutoCAD, представлены в таблице 5.1



Таблица 5.1 – Объемы земляных и бетонных работ

Сооружения	Наименование работ	ед.из.	Объемы					
			общий	I	II	III	IV	V
Перекрытия в очереди со стороны ВБ	насыпь	тыс. м <sup>3</sup>	46,4	46,4				
	откачка воды	дни		1				
	разборка	тыс. м <sup>3</sup>	46,4	46,4				
Перекрытия в очереди со стороны НБ	насыпь	тыс. м <sup>3</sup>	30,7	30,7				
	откачка воды	дни		1				
	разборка	тыс. м <sup>3</sup>	30,7	30,7				
Перекрытия в очереди со стороны ВБ	насыпь	тыс. м <sup>3</sup>	326,8		326,8			
	откачка воды				1			
	разборка	тыс. м <sup>3</sup>	326,8			326,8		
Перекрытия в очереди со стороны НБ	насыпь	тыс. м <sup>3</sup>	116,6		116,6			
	откачка воды				16			
	разборка	тыс. м <sup>3</sup>	116,6			116,6		
Здание ГЭС	выемка грунта: мягкого	тыс. м <sup>3</sup>	1,5			1,5		
	скального	тыс. м <sup>3</sup>	31,5			31,5		
	укладка бетона	тыс. м <sup>3</sup>	110,0			1,3	108,7	
	монтаж оборудования						+	+
Станционная плотина	выемка грунта: мягкого	тыс. м <sup>3</sup>	20,0			20,0		
	скального	тыс. м <sup>3</sup>	38,0			38,0		
	укладка бетона	тыс. м <sup>3</sup>	420,0			105,0	161,0	154,0
	монтаж оборудования						+	+
Правобережная глухая плотина	выемка грунта: мягкого	тыс. м <sup>3</sup>	4,6			4,6		
	скального	тыс. м <sup>3</sup>	4,9			4,9		
	укладка бетона	тыс. м <sup>3</sup>	85,0			11,3	61,2	12,5
Левобережная глухая плотина	выемка грунта: мягкого	тыс. м <sup>3</sup>	5,4			5,4		
	скального	тыс. м <sup>3</sup>	5,1			5,1		
	укладка бетона	тыс. м <sup>3</sup>	95,0			12,0	63,5	19,5
Наполнение							+	+

#### 5.4.2 Зональное распределение марок бетона.

Для экономии цемента целесообразно марки бетона назначать в соответствии с основными требованиями к маркам в различных частях сооружения. Общая схема зональности дана на рисунке 1.4 [5].

Основные требования к бетонам в различных частях сооружения[5]:

- для назначения марки по водонепроницаемости  $W$  – таблица 1.1.
- для назначения марки по морозостойкости  $F$  - таблица 1.2.

Климатические условия определяются по СНиП 2.01.01.82 – строительная климатология и геофизика или по данным приложения [5,6].

В плотинах и их элементах в зависимости от условий работы бетона в отдельных частях плотины в эксплуатационный период надлежит различать четыре зоны (рисунок 5.2):

I - наружные части плотин и их элементов, находящиеся под атмосферным воздействием и не омываемые водой бьефов;

II - наружные части плотин в пределах колебания уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, а также части и элементы плотин, периодически подвергающиеся действию потока воды: водосбросы, водоспуски, водовыпуски, водобойные устройства и др.;

III - наружные, а также примыкающие к основанию части плотин, расположенные ниже минимальных эксплуатационных уровней воды верхнего и нижнего бьефов;

IV - внутренняя часть плотин, ограниченная зонами I-III.

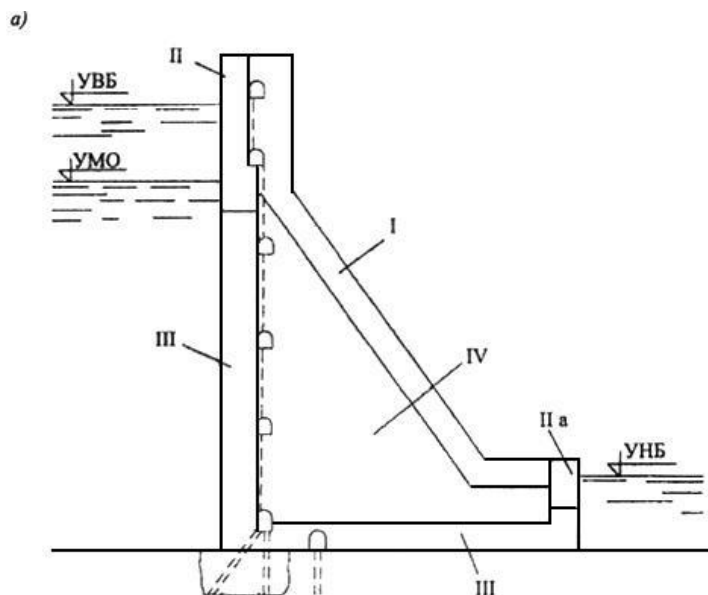


Рисунок 5.2. Распределение бетона в теле плотины по зонам.

Для нашего конкретного случая исходными данными являются:

- температура воды  $t_{\text{воды}}$   $-+ 4^{\circ}\text{C}$ ;
- температура января  $t_{\text{января}}$  среднемесячная – ниже  $20^{\circ}\text{C}$  – особо суровые условия;

- число циклов замораживания и оттаивания –  $n_{ц}=150$ .

В соответствии с этими данными:

$W=6$ ;  $Мрз=500$ ;

$W-6$  по прочности соответствует М-200(или В15);

$Мрз 500$  по прочности соответствует М-500(или В30).

Таким образом устанавливаем следующие марки:

- для зоны I- М200  $Мрз 100$  (W4);
- для зоны II- М500  $Мрз 500$  (W12);
- для зоны III- М200 W 6 ( $Мрз 150$ );
- для зоны IV- М200 (W 4,  $Мрз 100$ );
- для зоны IIa- М500  $Мрз 500$  (W).

## **5.5 Транспортировка и укладка бетонной смеси**

### **5.5.1. Выбор основной схемы транспортировки и укладки бетонной смеси.**

#### **5.5.1.1. Общая схема транспорта.**

Исходные условия

1. Расстояние от бетонного завода до плотины- 1км

2.Высота плотины – 116м.

Выбор схемы

Для данных условий наиболее рациональной считаем следующую схему: горизонтальный транспорт – автобетоновозами; вертикальный – кранами: башенными и кабель-краном.

На 1 этапе башенные краны располагаем на основании.

На 2-3 этапах – на эстакадах. На 4-5 этапах – на блоках.

Кабель-кран монтируется на 1-2 этапах и вступает в работу на 3 этапе.

В качестве башенного крана выбираем кран КБГС – 450, как кран с небольшой высотой подъема ([9] табл.13.11.), со следующими параметрами: - вылет крюка – 40м; - грузоподъемность – 10т; - максимальная высота подъема – 45 м;

Для данного крана выбираем бадью емкостью  $3,2м^3$ , общая масса бадьи вместе с бетоном (9-10,5)т ([9] табл.13.13).

Кабель-кран выбираем с наибольшей грузоподъемностью – 25т.

#### **5.5.2 Общая схема укладки бетонной смеси.**

##### **5.5.2.1 Определение производительности крана КБГС-450 на укладке бетона.**

Исходные данные:

1.Характеристики крана:

Вылет крюка: 6-40м;  
 Высота подъема: 45м;  
 Грузоподъемность: 2.5-10 т;  
 Скорость подъема: 25,35,60 м/мин;  
 Скорость посадки: 25,35,60 м/мин;  
 Скорость передвижной тележки – 30 м\мин ;  
 Частота вращения – 0,4 об/мин;  
 Высота бады (в разгрузочном положении) –3,5м;  
 Масса с бетоном – 10т.

## 2. Расчетная схема.

Поскольку размеры сооружения больше характеристик крана по вылету и высоте подъема, то принимается условие, что кран используется на весь диапазон характеристик, а для расчета выбираем средние.

Производительность крана:

$$П_{\Sigma} = П_{Т} \cdot K_{В} = Q_{кр} \cdot n_{ц} \cdot k_{з} \cdot k_{В} \quad (5.9)$$

$$Q_{кр} = 10 \text{ т} \quad (5.10)$$

$$n_{ц} = \frac{3600}{t_{п}} \quad (5.11)$$

$$k_{з} = \frac{10}{10} = 1 \quad (5.12)$$

$$k_{В} = 0 \quad (5.13)$$

$$t_{ц} = T_{\text{подачи}} + T_{\text{возвр}} + T_{\text{ман}} = t_{з} + (t_{\text{пд}} + t_{\text{пв}} + t_{\text{т}} + t_0) \cdot k_{с} + t_{\text{м}} \sum t_{\text{возвед}} \quad (5.14)$$

$$t_{з} = 1 \text{ мин} \quad (5.15)$$

$$t_{\text{пд}} = \frac{H_{\text{пд}} \cdot k}{V_{\text{пд}}} = \frac{22,5 \cdot 1,05}{25} = 0,95 \quad (5.16)$$

$$t_{\text{пв}} = \frac{\alpha}{360} \cdot V_{\text{пв}} = \frac{90}{360} \cdot 0,4 = 0,62 \text{ мин} \quad (5.17)$$

$$t_{\text{т}} = 0 \quad (5.18)$$

Т. к. передвижение тележки совмещается с поворотом.

$$t_o = \frac{H_o \cdot k}{V_o} = \frac{22,5 \cdot 1,05}{25} = 0,95 \quad (5.19)$$

$$k_c = 1 \text{ – совмещение учтено} \quad (5.20)$$

$$t_m = 0,5 \text{ мин} \quad (5.21)$$

$$T_{\text{подачи}} = t_z + t_{\text{пд}} + t_{\text{пв}} + t_t + t_o = 1 + 0,95 + 0,62 + 0 + 0,95 = 3,52 \text{ мин} \quad (5.22)$$

$$\text{пуск} = \frac{25}{35} = 0,72 \quad (5.23)$$

$$T_{\text{ман}} = 0,5 \text{ мин} \quad (5.24)$$

$$t_{\text{ц}} = 3,5 + 2,5 + 0,5 = 6,5 \text{ мин} \quad (5.25)$$

$$n_{\text{ц}} = \frac{3600}{6,5 \cdot 60} = 9,2 \approx 9 \text{ ц/ч} \quad (5.26)$$

$$P_{\text{э}} = P_t \cdot k_b \quad (5.27)$$

$$P_t = Q_{\text{кр}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot k_z = 10 \cdot 1 \cdot 9 = 90 \text{ т/час} = 3,2 \cdot 9 = 28,8 \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.28)$$

$$P_{\text{э}} = 28,8 \cdot 0,85 = 24,5 \approx 25 \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.29)$$

Сменная производительность:

$$P_{\text{см}} = P_{\text{ч э}} \cdot T_{\text{ч см}} = 25 \cdot 8 = 200 \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.30)$$

$T_{\text{ч см}} = 52$  – расчетное число смен работы кранов в месяц.

Число часов работы в смену – 8.

Месячная производительность:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{см}} \cdot T_{\text{см}} = 200 \cdot 52 = 10400 \text{ м}^3/\text{мес} \quad (5.31)$$

### 5.5.2.2 Комплексная производительность крана.

Комплексная производительность крана – это производительность с учетом использования данного крана на других вспомогательных работах. Для этого определяются производительности крана отдельно по каждому виду работ и потребность в машино-сменах на расчетный объем бетонных работ, и в итоге – средняя производительность по всему комплексу работ с учетом доли каждого вида.

Для детального расчета комплексной производительности п.13.6, [9], требуются исходные данные по элементам опалубки и арматурных конструкций, их весам и т.д.

В курсовом проекте определить эти данные очень затруднительно, поэтому комплексную производительность определим по данным практики:

$$П_{\text{мес.кр.}} = П_{\text{мес.бет.}} \cdot k_{\text{сниж}} \quad (5.32)$$

$k_{\text{сниж}}$  – коэффициент снижения производительности крана по опыту.

$k_{\text{сниж}} \approx 0,5 \div 0,9$  – в зависимости от объемов других работ. Для наших средних условий примем  $k_{\text{сниж}} = 0,7$

$$П_{\text{мес.кр.}} = 10400 \cdot 0,7 = 7000 \text{ м}^3/\text{мес} \quad (5.33)$$

### 5.5.2.3 Определение количества кранов.

Исходные данные:

1. Расчетная месячная производительность всех кранов на плотине – 33 тыс.м<sup>3</sup>,
2. Производительность (комплексная) крана КБГС–450 – 7тыс.м<sup>3</sup>/мес.;
3. Производительность (комплексная) кабель-крана (по аналогам) – 15 тыс.м<sup>3</sup>/мес., грузоподъемность – 25т.

Принимая 1 кабель-кран, определим количество башенных кранов:

$$N = \frac{Q_{\text{бет}}}{П_{\text{бет}}} = \frac{33 - 15}{7} = 2,6 \text{ крана} \quad (5.34)$$

Принимаем 3 крана КБГС–450.

### 5.5.2.4 Определение типа и количества бетоновозов.

Исходные данные:

1. Дальность транспортировки – 1 км.;
2. Пмес. расч. = 33 тыс. м<sup>3</sup>;

3. Емкость бадьи –  $3,2 \text{ м}^3$  ;
4. Дорога грунтовая;
5. Скорость с грузом –  $15 \text{ км/час}$ , (п.13.2, [9]);
6. Скорость порожняя –  $20 \text{ км/час}$ .

При емкости бадьи при загрузке  $3,2 \text{ м}^3$  принимаем автобетоновоз АБ-2, с грузоподъемностью  $8,0 \text{ т}$  ,  $Q_T = 3,2 \text{ м}^3$  .

Производительность определяем, как для машин циклического действия:

$$P_T = n_{\text{ц}} \cdot K_3 \cdot Q_T \quad (5.35)$$

$$Q_T = 3,2 \text{ м}^3 \quad (5.36)$$

$$K_3 = 1 \quad (5.37)$$

$$n_{\text{ц}} = \frac{60}{t_{\text{ц}}} \quad (5.38)$$

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{м}} + t_3 + t_{\text{п}} + t_{\text{р}} + t'_{\text{п}} + t_{\text{ук}} + t_{\text{ож}} \quad (5.39)$$

$$t_{\text{м}} = 1 \text{ мин} \quad (5.40)$$

$$t_3 = 3 \text{ мин} \quad (5.41)$$

$$t_{\text{м}} = \frac{L}{V_{\text{гр}}} = \frac{1,0}{15} = 0,07 \text{ час} = 7 \text{ мин} \quad (5.42)$$

$$t_{\text{р}} = 3 \text{ мин} \quad (5.43)$$

$$t'_{\text{п}} = \frac{L}{V_{\text{пор}}} = \frac{1,0}{20} = 0,05 \text{ час} = 5 \text{ мин} \quad (5.44)$$

$$t_{\text{ук}} = 5 \text{ мин} \quad (5.45)$$

$$t_{\text{ож}} = 2 \text{ мин} \quad (5.46)$$

$$t_{\text{ц}} = 1 + 3 + 7 + 3 + 5 + 5 + 2 = 26 \text{ мин} \quad (5.47)$$

$$n_{\text{ц}} = \frac{60}{26} = 2,3 \quad (5.48)$$

$$P_{\text{Тч}} = Q_T \cdot n_{\text{ц}} = 3,2 \cdot 2,3 = 7,36 \text{ м}^3/\text{час} \quad (5.49)$$

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{тч}} \cdot K_B \cdot T_{\text{см}} \cdot n_{\text{см}} = 7,36 \cdot 0,9 \cdot 8 \cdot 500 = 2650 \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.50)$$

$$n_{\text{см}} = 50 \quad (5.51)$$

Количество автобетоновозов будет:

$$N = \frac{P_{\text{мес.расч.}} \cdot k_H}{P_{\text{мес}}} = \frac{33000 \cdot 1,2}{2650} = 14,9 \text{ шт} \quad (5.52)$$

Принимаем количество бетоновозов равное 15.

## 5.6 Выбор транспортной схемы земляных работ

Расчет машин необходимых для разработки котлована.

Подготовка основания для возведения сооружений в котловане первой очереди необходиморазработать 1мгравия, 1,5мщебняи 5,3 мскалы.

Исходныеданные

Плотностьгравия  $\rho_{\text{г}} = 1,7 \text{ Т/м}^3$

Плотностьщебня  $\rho_{\text{щ}} = 1,8 \text{ Т/м}^3$

Плотностьскалы  $\rho_{\text{с}} = 1,9 \text{ Т/м}^3$

Коэффициентвнутрисменноговремени  $K_B = 0,75$

Цикл экскаватора  $t_{\text{ц}}^{\text{э}} = 30 \text{ сек.}$

Коэффициентнаполнения  $K_H = 0,75$

Коэффициентразрыхления  $K_p = 1,4$

Объемыгрунтов:

гравий-15000 м<sup>3</sup>

щебень-30400 м<sup>3</sup>

скала-79500 м<sup>3</sup>

Определяем часовую производительность экскаватора ЭО 5122 А:

$$t_{\text{вып}} = \frac{V}{P_{\text{ч}}^{\text{э}}} \quad (5.53)$$

Для скалы:

$$t_{\text{вып}} = \frac{79500}{77,1} = 680,9 \text{ ч} = 1,5 \text{ мес.} \quad (5.54)$$



$$П_{\text{ч}}^{\text{э}} = q_{\text{к}} \cdot \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{р}}} \cdot t_{\text{ц}} \cdot K_{\text{в}} = 1,6 \cdot \frac{0,75}{1,4} \cdot \frac{3600}{30} \cdot 0,75 = 77,1 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.55)$$

где  $q_{\text{к}}$  - емкость ковша  $q_{\text{к}} = 1,6 \text{ м}^3$ .  
 $K_{\text{н}}$  - коэффициент наполнения,  $K_{\text{н}} = 0,75$

Для гравия:

$$П_{\text{ч}}^{\text{э}} = q_{\text{к}} \cdot \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{р}}} \cdot t_{\text{ц}} \cdot K_{\text{в}} = 1,6 \cdot \frac{1,02}{1,4} \cdot \frac{3600}{30} \cdot 0,75 = 104,9 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.56)$$

где  $q_{\text{к}}$  - емкость ковша  $q_{\text{к}} = 1,6 \text{ м}^3$ .  
 $K_{\text{н}}$  - коэффициент наполнения,  $K_{\text{н}} = 1,02$

$$t_{\text{вып}} = \frac{15000}{104,9} = 144,2 \text{ ч} = 0,2 \text{ мес.} \quad (5.57)$$

Для щебня:

$$П_{\text{ч}}^{\text{э}} = q_{\text{к}} \cdot \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{р}}} \cdot t_{\text{ц}} \cdot K_{\text{в}} = 1,6 \cdot \frac{0,95}{1,4} \cdot \frac{3600}{30} \cdot 0,75 = 97,7 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (5.58)$$

где  $q_{\text{к}}$  - емкость ковша  $q_{\text{к}} = 1,6 \text{ м}^3$ ;  
 $K_{\text{н}}$  - коэффициент наполнения,  $K_{\text{н}} = 0,95$

$$t_{\text{вып}} = \frac{30400}{97,7} = 311,2 \text{ ч} = 0,5 \text{ мес.} \quad (5.59)$$

#### Расчет самосвалов

Выбираем самосвал КрАЗ 2566

Длина пути транспортирования  $L = 1 \text{ км}$ .

Грузоподъемность самосвала  $V = 12 \text{ т}$ .

Скорость транспортирования грунта по строительным дорогам

Груженого  $\vartheta_{\text{г}} = 25 \text{ км/ч}$

Пороженного  $\vartheta_{\text{пор}} = 30 \text{ км/ч}$

Производительностьсамосвала:

$$t_{\text{цА}} = \frac{L}{v_{\text{г}}} + \frac{L}{v_{\text{пор}}} + (t_{\text{раз}} + t_{\text{нап}}) + t_{\text{з}} = \frac{1}{25} + \frac{1}{30} + \frac{1,5}{60} + 0,05 = 0,148 \text{ ч}, \quad (5.60)$$

где  $t_{\text{раз}} + t_{\text{ман}} = 1,5 \text{ мин.}$  так как  $V = 12 \text{ т}$ ;  
 $t_{\text{з}}$  - время загрузки.

$$t_{\text{з}} = t_{\text{ц}}^{\text{э}} \cdot n_{\text{к}} = 30 \cdot 60 = 180 \text{ сек} = 0,05 \text{ ч}, \quad (5.61)$$

где  $n_{\text{к}}$  - количество ковшей грунта в кузове самосвала.

$$n_{\text{к}} = \frac{V}{\rho \cdot q_{\text{к}} \cdot K_{\text{н}}}. \quad (5.62)$$

Для гравия:

$$n_{\text{к}} = \frac{12}{1,7 \cdot 1,6 \cdot 1,02} = 4,3. \quad (5.63)$$

Принимаем 5 ковшей.

Для щебня:

$$n_{\text{к}} = \frac{12}{1,7 \cdot 1,6 \cdot 0,95} = 4,6. \quad (5.64)$$

Принимаем 5 ковшей.

Для скалы:

$$n_{\text{к}} = \frac{12}{1,7 \cdot 1,6 \cdot 0,75} = 5,9. \quad (5.65)$$

Принимаем 6 ковшей.

Количество автомобилей:

$$N = \frac{t_{\text{цА}}}{t_{\text{ц}} \cdot n_{\text{к}}} = \frac{0,148 \cdot 3600}{30 \cdot 6} = 2,9. \quad (5.66)$$

Принимаем 3 автомобиля.

С учетом того, что последние 0,5 м скалы будут разрабатываться вручную при помощи перфораторов и отбойных молотков, а так же будет произведена ручная зачистка скалы, котлован будет разработан через 3,4 мес. с использованием одного экскаватора, поэтому принимаем 1 экскаватор и 3 самосвала.

Для землеройных работ выбираем бульдозер гусеничный ДЗ – 53. Характеристики: габариты отвала ( длина – 3,2 м, высота – 3,2 м).

## **5.7 Проект организации строительства и проект производства работ**

### **5.7.1 Проект организации строительства**

Строительство объектов должно осуществляться в полном соответствии с разработанной документацией по организации строительства и производству работ.

Главнейшими вопросами, подлежащими решению в проекте организации строительства по гидроузлу, являются:

- определение возможных источников получения необходимых для строительства материалов, поставляемых промышленностью;
- определение потребностей строительства в различных видах энергии;
- определение карьеров добычи нерудных материалов;
- определение состава и мощности подсобных предприятий и сооружений, необходимых для обслуживания строительства;
- определение численности рабочих и служащих строительства, состава жилых поселков для расселения строительных и эксплуатационных кадров;
- составление генерального плана строительного хозяйства;
- составление последовательной схемы пропуска строительных расходов;
- определение потребных ресурсов для строительства ГУ;
- установление последовательности ведения всех видов работ, способов производства и технологических схем этих работ;
- составление календарного плана строительства ГУ;
- составление комплексного укрупненного сетевого графика.

### **5.7.2 Строительный генеральный план**

Строительный генеральный план является одним из основных документов организации строительства. Как правило, стройгенпланы не являются постоянными на весь период строительства и составляются с учётом состояния строительной площадки и технологического этапа строительства. Обычно стройгенпланы проектируются для периода подготовительных работ, сооружения подземной части здания, а также для периода возведения надземных конструкций.

Стройгенплан определяет состав и размещение объектов строительного хозяйства в целях максимальной эффективности их использования, с учётом требований охраны труда.

Расположение производственных установок и складов для нужд строительства определяется практическими соображениями на основе учёта конкретных условий стройки и расположения строящихся объектов. Бетонно-растворные узлы необходимо размещать вблизи мест выгрузки цемента и инертных материалов, учитывая одновременно точки наибольшего потребления бетона и раствора. Сборные конструкции должны располагаться у места монтажа в зоне действия основного монтажного оборудования. Общеплощадочный склад для закрытого хранения строительных материалов располагается таким образом, чтобы были обеспечены удобные условия для их получения на всех объектах и обеспечены удобные подъезды для транспортных средств.

Административно-хозяйственные и бытовые помещения располагаются в местах, приближённых к строительству основных объектов, чтобы были обеспечены необходимые условия для рабочих и линейных работников с минимальными потерями времени во время переходов для отдыха и обогрева.

Временные сооружения на стройгенплане должны размещаться с соблюдением правил пожарной безопасности при производстве строительных работ. Так, строительная площадка должна иметь связь с постоянными дорогами общего пользования. Каждое постоянное или временное здание должно быть расположено не далее 25 м от дорог и проездов. На период раскопок на строительной площадке должна быть предусмотрена возможность объезда и устроены временные пешеходные мостки.

В зависимости от степени огнестойкости постоянных или временных сооружений должны устраиваться противопожарные разрывы (от 8 до 16 м), а для временных гаражей или стоянок транспорта + 3 м. Расстояние между складами пиломатериалов и деревоизделий должно быть не менее 30 м.

При разработке стройгенплана должны соблюдаться и санитарные нормы. Так, открытые склады пылящих материалов следует располагать не ближе 15 м от вспомогательных зданий и не менее 35 м от административно-конторских и бытовых помещений.

К проектированию стройгенплана приступают после разработки календарного плана строительства объекта, определения потребности в трудовых и материальных ресурсах и выбора основных механизмов.

Проектирование ведут в следующей последовательности:

- на основе календарного плана определяют потребность во времени, в трудовых, материальных, энергетических и других технических ресурсах по этапам строительства;
- на основе расчёта потребности в ресурсах определяют виды и объёмы временных зданий, сооружений; определяют их площади, подбирают типовые проекты или разрабатывают индивидуальные;

– определяют на генплане границы строительной площадки совместно с постоянными зданиями и сооружениями; определяют возможность использования постоянных сооружений;

– производят привязку временных сооружений на генплане.

При проектировании стройгенплана определяют размещение ведущих строительных механизмов, разрабатывают проекты приобъектных складов и принимают решения по дорогам. После этого на стройгенплане определяют места размещения механизированных установок, площадок укрупнительной сборки, бытовых и административных помещений.

### **5.7.3 Составление календарного плана**

Календарный план производства работ по объекту или комплексный сетевой график устанавливают последовательность и сроки выполнения работ с максимально возможным их совмещением. На календарном плане Тувинской ГЭС изображены сроки строительства основных сооружений и их длительность разбиты по этапам. Срок строительства ГУ 9 лет.

## **6 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тувинского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **6.1 Общие сведения о районе строительства**

Тувинская ГЭС проектируется в горной местности на реке Большой Енисей, являющейся правым истоком Енисея. Большой Енисей (Бий-Хем) на всем своем протяжении (605 км) протекает по территории Тувы. Проектируемый ГУ, расположится в 100 км от столицы республики Тувы и в 60 км от села Черби. Площадь затопления при заполнении водохранилища на отметке НПУ составит 23,2 км<sup>3</sup>, при этом произойдет затопление села Севи с населением менее 100 человек. В верхнем течении реки находится уникальный горный район, состоящий из 9 потухших вулканов. Сейсмичность района строительства составляет 7 баллов. На притоке Тоора-Хем располагается озеро Азас (Тоджа), на расстоянии 200 км от створа ГЭС. Почти вся территория озера входит в федеральный заповедник Азас, особо охраняемые природные территории в зону затопления не попадают.

В створе строительства Тувинской ГЭС река протекает в глубокой каньонообразной долине. Средний уклон реки в месте строительства Тувинской ГЭС составляет 0,007. Среднегодовой расход воды реки в створе ГЭС — 649 м<sup>3</sup>/с.

По характеру питания Большой Енисей относится к типу рек смешанного питания с преобладанием снегового. Гидрологический режим реки характеризуется затяжным весенне-летним половодьем.

Климат района строительства резко континентальный. Район в зимнее время находится в зоне действия сибирского антициклона, для которого характерна очень морозная, безветренная, малооблачная и малоснежная зима. Средняя температура января от -28 °С до -35 °С. Лето умеренно теплое в горах и жаркое в котловинах. Средняя температура июля от +15 °С до +20 °С. Среднегодовое количество осадков около 300 мм. Наибольшее их количество выпадает в теплый период года.

Створ Тувинской ГЭС- район большой проточности, что характерно для горных рек. Качество воды в реке Большой Енисей определяется природным фактором, так как на всем протяжении реки отсутствуют крупные населенные пункты и промышленные предприятия. Характерными особенностями содержания загрязняющих веществ в речной воде являются малые значения минерализации, взвешенных веществ, БПК<sub>с</sub>/БПК<sub>полн</sub>, ХПК, цветности и мутности, но большие значения растворенного кислорода. По минерализации и химическому составу качество воды отвечает требованиям качества питьевой воды.

В соответствии с приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категорий водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам

рыболовства» река Большой Енисей, относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения. Ихтиофауна на реке Большой Енисей представлена следующими видами рыб: таймень, ленок, хариус, пелядь, елец, пескарь, окунь.

На участке строительства Тувинской ГЭС в зоне затопления водохранилища характерен горно-таежный лес. Склоны долины покрыты хвойно-лиственным лесом и кустарником. Встречается 1792 вида растений, относящихся к 607 родам и 112 семействам, из них более 10% составляют виды эндемичные. В Красную книгу России занесено более 20 видов. Эндемиков - 15 видов, из них 2 вида занесены в Красную книгу России: Канкриния Красноборова, Стевенция Сергиевской. Имеется около 230 видов лекарственных растений.

Высшая водная растительность отсутствует из-за особенностей гидрологического режима горной реки: сильного течения, низких температур и каменисто-галечных грунтов.

Животный мир в районе строительства отличается большим биологическим разнообразием. Встречается около 250 видов птиц. К редким видам животных, включённым в Красную книгу России, относятся: аборигенная популяция азиатского речного бобра, красный волк; из птиц – чёрный аист, скопа, беркут, орлан-белохвост, сапсан.

Воздействие на окружающую среду будет оказываться в период строительства Тувинской ГЭС и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## **6.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных и строительно-монтажных работ.

При создании гидроэнергетических объектов с водохранилищами их влияние на окружающую среду начинается с периода строительства.

В зоне строительства происходят изменения природных условий, включая гидрологический режим реки, ландшафт, почвы, фауну и флору, режим грунтовых вод и др., что связано с организацией карьеров, отвалов, временных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП, временных стройбаз и жилых поселков, других объектов инфраструктуры; строительные работы связаны с пропуском строительных расходов; выполнением работ по основным сооружениям гидроузла; с подготовкой ложа водохранилища и выполнением защитных сооружений, включая берегоукрепление, возведение дамб для защиты земель и объектов от затопления и др.; с поэтапным заполнением водохранилища.

Временные сооружения. Места для размещения временных сооружений выбираются с учетом требований по охране окружающей среды. При этом для

временных жилых поселков, стройбаз в первую очередь используются земли, малопригодные для сельскохозяйственного производства, а карьеры стройматериалов при наличии соответствующих условий нужно размещать в зоне постоянного отвода земли под водохранилище.

С территории временных сооружений предусматривается съем плодородного слоя почвы и его складирование для дальнейшей рекультивации территории после завершения строительства.

Для недопущения загрязнения окружающей среды на территории временных поселков и стройбаз выполняется система канализации с очисткой стоков на очистных сооружениях.

Производство строительных работ. Основное воздействие на окружающую среду в период строительства оказывают работы по подготовке зоны водохранилищ, земельно-скальные работы. При подготовке зоны водохранилища, включая снятие плодородного слоя почвы, выполнении земляных работ по устройству дорог, дамб и других сооружений необходимо предусматривать мероприятия по недопущению образования очагов синантропной (сорной) флоры, а в случае их обнаружения следует перепахивать такие участки и засеивать видами, препятствующими их развитию.

При сооружении гидроузлов для минимизации отрицательных последствий его воздействия на окружающую природную среду предусматриваются широкое применение электрических машин и механизмов на строительных работах, выполнение разнообразных мероприятий по недопущению сброса в реку загрязненных сточных вод.

Подрезка склонов, производство буровзрывных работ при разработке котлованов основных сооружений, а также строительных выемок под дороги, разработка карьеров могут вызвать разуплотнение пород, снижение устойчивости и привести к неблагоприятным склоновым процессам, включая эрозию, обвалы, оползни.

Влияние на окружающую природную среду также зависит от типов гидротехнических сооружений, материалов, технологии и сроков возведения. Выбор арочной плотины Тувинской ГЭС по сравнению с плотинами из грунтовых материалов, имея объем в 6–10 раз меньше, позволяет сократить площадь земель под карьеры, дороги и др.

При организации строительства и производстве работ следует предусматривать необходимые мероприятия для минимизации отрицательного воздействия на окружающую среду, недопущения загрязнения воздуха и воды, эрозии почвы, уничтожения растительного покрова, диких животных.

В период строительства необходимо проводить мониторинг окружающей среды для своевременного выявления отклонений от проектных параметров и приготовления решений для предупреждения и минимизации негативных последствий.

В период строительства должен быть выполнен в полном объеме комплекс природоохранных, защитных и компенсационных мероприятий, предусмотренных в проекте.



Основные мероприятия по охране окружающей среды в период строительства Тувинской ГЭС:

1. Разработка и утверждение проекта нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
2. Разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
3. Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
4. Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
5. Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
6. Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие;
7. Снятие почвенно-плодородного слоя на строительной площадке и его дальнейшее использование при рекультивации площадки после окончания строительства;
8. Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне и прибрежной защитной полосе;
9. Использование электричества для энергоснабжения всех потребителей строительства;
10. Использование автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
11. Запрет на работу двигателей автотранспорта в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительной площадке.
12. Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
13. Организация и проведение производственного экологического контроля.
14. Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
15. Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
16. Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
17. Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

### **6.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные

правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой как правило необходимость в переселении жителей из зоны затопления. В связи с тем, что в зону затопления водохранилища попадает с. Севи, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- Оказание жителям с.Севи информационного, организационного и финансового содействия, в том числе выплата компенсаций. (Правила компенсации предусматривают 4 вида денежного возмещения: компенсацию переезда, расходы по провозу имущества, суточные, расходы по обустройству на новом месте жительства).

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Кладбища, расположенные в пределах затопления подлежат обязательному переносу.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого

вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

#### 5. Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Очистка территории, отводимой под затопление, от древесной и кустарниковой растительности входит в комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления в целях обеспечения в водохранилище качества воды, соответствующего требованиям санитарных норм.

- Очистка от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

- Лесосводка и лесочистка обязательна также в пределах санитарных зон населенных пунктов.

- При лесочистке древесные и порубочные остатки, если они не могут быть использованы или вывезены, сжигаются на месте без оставления недожогов.

Водохранилища ГЭС Сибири размещены в лесопокрытых зонах, имеющих средний запас сырораствующего леса на береговой кромке до 200 м<sup>3</sup>/га лесопокрытой площади.

Для расчета объема лесосводки принимаем аналог Саяно-Шушенское водохранилище и на анализе данных площади затопления вычисляем площадь и объем лесосводки (данные приведены в таблице 6.1).

Таблица 6.1 – Характеристика лож водохранилищ ГЭС Сибири

Показатели	Тувинское водохранилище	Саяно-Шушенское водохранилище
Площадь затопления, тыс. га, всего и в т.ч. сельхоз-угодья, лес и кустарники	12,5	56,6
Площадь лесосводки и лесочистки, тыс. га	0,8	3,6
Объем лесосводки, млн. м <sup>3</sup>	0,3	1,4

#### 6.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.1)$$

где  $N$  - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (685000 м<sup>3</sup>);  
 $q$  - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );  
 $\rho$  - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,5$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{685000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 30825 \text{ т}.$$

2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 51**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Гос-строй России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (6.2)$$

где  $N$  - количество электродов, т (70 т);  
 $q$  - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );  
 $\rho$  - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

Технологический процесс- сварка электродами

$$M = \frac{70 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,4 \text{ т}.$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 30835 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 12,6 т лома и отходов, (содержащих незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков) и произведена лесочистка 0,3 млн. м<sup>3</sup> леса.

## **6.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Тувинской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- При сбросе сточных вод;
- Выбросами в атмосферу от источников, находящихся на промплощадке гидроэлектростанции: от дизель-генераторов при периодическом опробовании их работоспособности, от сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

–Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании, текущих и капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

–Воздействие на среду обитания и здоровье человека в близлежащих к ГЭС населенных пунктах, обусловленное работой оборудования и гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации гидроузла основные мероприятия по охране окружающей среды направлены на:

–Регулирование водным режимом водотока;

–Очистка сточных, в том числе дренажных, вод, сбрасываемых в водный объект;

–Обеспечение условия непадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

–При проведении ремонтов должно обеспечиваться непадание загрязняющих веществ в водный объект.

В период эксплуатации гидроузла основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Организационные – получение нормативно-разрешительной документации в области охраны окружающей среды

1.1 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов НДС веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.2 Получение разрешения на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.3 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.4 Разработка и утверждение проекта нормативов предельно-допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (ПДВ);

1.5 Получение разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.6 Разработка и утверждение проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР).

Санитарно-технические мероприятия:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

- 2.6 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.7 Передача хозяйственно-бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.8 Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.
- 2.9 Организация и проведение производственного экологического контроля.
- 2.10 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.11 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод.

В соответствии со ст. 65 Водного кодекса РФ (Федеральный закон от 03.06.2006 № 74-ФЗ) водоохранная зона реки Большой Енисей составляет 200 м. Режим использования водоохранных зон регламентирует выполнение следующих требований:

- Использование водного объекта для целей сброса сточных, в том числе дренажных, вод должно осуществляться на основании Решения о предоставлении водного объекта в пользование, зарегистрированного в государственном водном реестре.

- Водопользователи при использовании водных объектов обязаны вести в установленном порядке учет объема сброса сточных, в том числе дренажных, вод, их качества, регулярные наблюдения за водными объектами и их водоохранными зонами, а также бесплатно и в установленные сроки предоставлять результаты такого учета и таких регулярных наблюдений в уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти.

- Водопользователи при использовании водных объектов обязаны не допускать нарушения прав других собственников водных объектов, водопользователей, а также причинение вреда окружающей среде.

- Сброс в водные объекты и захоронение в них отходов производства и потребления запрещаются.

- Сброс в водные объекты сточных вод, содержание в которых опасных для здоровья человека веществ и соединений превышает нормативы допустимого воздействия на водные объекты, запрещается.

- Количество веществ и микроорганизмов, содержащихся в сбросах сточных, в том числе дренажных, вод в водные объекты, не должно превышать установленные нормативы допустимого воздействия на водные объекты.

## **6.6 Охрана труда.**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим

Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральному закону «Об основах охраны труда Российской Федерации» и, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, рейдовые бригады, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по



обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

## **6.7 Пожарная безопасность.**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Тувинской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Павловскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

#### *Объекты водяного пожаротушения на ГЭС*

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

## 7 Техничко- экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства Тувинской ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности и среднесугодней выработки;
- величина чистого дисконтируемого дохода;
- внутренняя норма доходности.

### 7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Укрупненный план выполнения работ по проекту строительство Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей представлен в календарном графике в приложении А. Объемы продаж электроэнергии показан в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии

Наименование	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	1024	1024	1024
Число часов установленной мощности, час	6840,0	6840,0	6840,0
Выработка электроэнергии, МВт·ч	7003886,4	7003886,4	7003886,4
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,3	1,3	1,3
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	91050,5	91050,5	91050,5
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	6912835,9	6912835,9	6912835,9
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1131,0	1170,0	1209,0
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб	65,2	67,4	69,7
НДС к выручке, млн. руб	9,9	10,3	10,6

Выручка растет, это обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

### 7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Расходы предприятия (компании), включающие производственные расходы, влияющие на себестоимость продукции (работ, услуг) и внепроизводственные расходы, связанные с продажей произведенной

продукции, а также внереализационные расходы и непредвиденные расходы, называются текущими расходами.

Текущие расходы включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа. Амортизационные отчисления включаются в издержки производства.

Расходы по страхованию имущества Амортизационные отчисления — отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа.

Эксплуатационные расходы для новых объектов (оплата труда, производственные затраты, уменьшающие налогооблагаемую базу, прочие расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу) определяются в ценах 2016 г. в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы, представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 — Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Величина
ФОТ	10,5
Прочие	16,3
Итого по ГЭС	26,8

млн.руб.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Отчисления на ремонт, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,02
От 6 до 15 лет	0,027
От 16 до 25 лет	0,0035
Свыше 25 лет	0,04

%

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 — 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	тыс. руб. за 1 МВт установленной мощности
ОАО "СО – ЕЭС"	107,81
ОАО «АТС»	0,001107
ОАО «ЦФР»	0,000310

Налог на воду в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Большой Енисей составляет 13,7 за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2024 по 2026 год приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления	10,1	10,1	10,1
Расходы на страхование	15,9	14,2	13,3
Эксплуатационные расходы	26,9	26,9	26,9
Расходы на ремонт производственных фондов	0,6	0,6	0,6
Расходы на услуги регулирующих компаний	12,3	12,3	12,3
Налог на воду	12,1	12,1	12,1
Итого	77,9	76,2	75,3

Структура текущих затрат показана на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

В рассматриваемом проекте следует учесть следующие виды налогов:

- Налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- Взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- Налог на имущество – 2,2% от стоимости имущества
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – в соответствии с бассейном реки, озера, моря.
- Налог на воду входит в текущие затраты.
- Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за 2019 – 2021 годы представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

млн.руб.			
Налоги	2024	2025	2026
Налог на прибыль	1678,6	1740,1	1801,3
НДС	1582,8	1637,8	1692,4
Взносы в социальные фонды	35	35	35
Налог на имущество	39,9	37,7	35,5
Итого	3336,3	3450,6	3564,2

### 7.4 Оценка суммы прибыли

Наилучшей формой отражения эффективности производственной деятельности нового энергетического объекта является отчет о прибылях и убытках. Данные отчета о прибыли представлены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Скорректированная сумма прибыли в первые годы эксплуатации  
млн.руб.

Наименование	2024	2025	2026
Выручка (нетто)	8820,3	9123,9	9427,7
Текущие расходы	769,4	760,6	751,8
EBITDA (валовая прибыль)	8050,9	8363,3	8676
ЕВІТ (прибыль до налогообложения)	8050,9	8363,3	8676,0
скорректированный налог на прибыль	1610,2	1672,7	1735,2
НОРАТ (чистая прибыль)	6440,7	6690,6	6940,8
Ставка налога на прибыль	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 7.2.

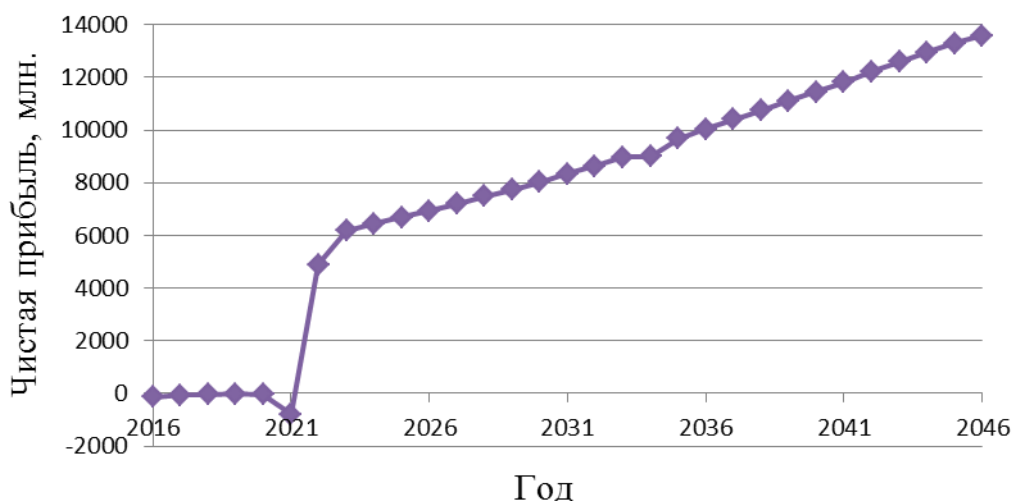


Рисунок 7.2 – Сумма чистой прибыли, млн.руб.

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

### 7.5.1 Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес – планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113.

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес – планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99 г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта Project Expert 7.53 фирмы «Expert Systems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей мощностью 1024 МВт составляет 30 лет.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке на первый квартал 2016 года.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.



В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей мощностью 1024 МВт, в расчетах коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей мощностью 1024 МВт.

Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитаны суммы поступлений в федеральный и региональный бюджеты.

### 7.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта строительство Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей сводится к определению показателей эффективности инвестиций: ставка дисконтирования, период окупаемости, дисконтированный период окупаемости, средняя норма рентабельности, чистый приведенный доход, индекс прибыльности, внутренняя норма рентабельности, модифицированная внутренняя норма рентабельности.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей мощностью 1024 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ОАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Тувинской ГЭС на реке Большой Енисей мощностью 1024 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Показатель	Рубли
Ставка дисконтирования, %	13,0
Период окупаемости – РВ, мес.	79
Чистый приведенный доход – NPV, млн	28023,7
Индекс прибыльности – PI	1,79
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	57,71
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,13
Удельные капиталовложения, руб./кВт	37966,34

### 7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относится:

- притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн.	3457,6	3572	3685,6
В федеральный бюджет	3417,4	3534,1	3649,9
В региональный бюджет	39,9	37,7	35,5

### 7.6 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;

- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;

- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;

- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;

- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- инвестиции в реализацию проекта;
- цена электроэнергии;
- ставки дисконтирования;
- иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.);

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно.

Рост объемов инвестиций, ставки налогов и зарплаты персонала снижает эффективность проекта. Изменение цены сбыта прямо влияет на эффективность проекта.

Ставка дисконтирования применяется при расчёте дисконтированной стоимости будущих денежных потоков NPV. Влияние изменения эффективности проекта в зависимости от ставки дисконтирования представлено на рисунке 7.3.

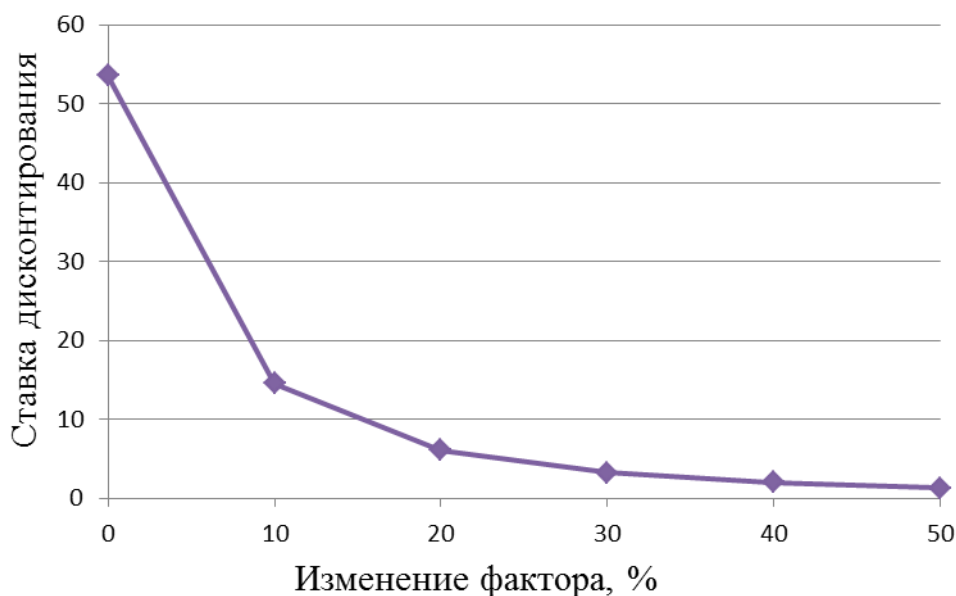


Рисунок 7.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

## **8 Размещение КИА в теле бетонной плотины**

Безопасная работа высоконапорных бетонных плотин в значительной степени зависит от надежного контроля за их работой. При проектировании сооружений одновременно проектировалась система КИА для натурных наблюдений за состоянием плотины и ее элементов. Создание надежного и долговечного сооружения, отвечающего проектным решениям и современному уровню гидротехнического строительства, нуждается в постановке хорошо оснащенных и организованных натурных наблюдений, значение которых определяется не только их контрольными функциями, но в большей степени установлением и последующим изучением новых явлений и их причинно - следственных связей.

В соответствии с требованиями нормативных документов проект размещения измерительных средств должен обеспечивать получение информации о состоянии наиболее нагруженных зон плотины и основания. К таким зонам в первую очередь относятся напорная грань плотины и основание под ней. Наибольшую ценность для изучения здесь представляют напряжения в бетоне напорного столба и раскрытия межблочных швов со стороны напорной грани. Не менее важным является изучение напряжений в бетоне низовой грани, раскрытий межблочных, межсекционных и межстолбчатых швов, выходящих на низовую грань. В арочных плотинах, отличающихся высокой степенью использования прочностных свойств бетона и скального основания, важно знать распределение напряжений по сечению в арочных поясах деформаций и берегах.

### **8.1 Цели и задачи натурных наблюдений**

Натурные наблюдения за сооружениями Тувинской ГЭС проводятся с целью:

- получения фактических значений количественных и качественных контролируемых показателей, с помощью которых выполняется оперативная оценка состояния сооружений, и выявляются отклонения в работе сооружений от проектных представлений и нормального эксплуатационного состояния;
- своевременного принятия мер для предотвращения повреждения сооружений и аварийных отказов в работе сооружений;
- своевременного и в оптимальном объеме выполнения ремонтных работ по восстановлению необходимого при эксплуатации уровня безопасности гидросооружений;
- с целью получения научных данных для проверки и уточнения методов расчетов гидротехнических сооружений и конструкций.

## **8.2 Контрольно-измерительные системы, устанавливаемые на гидротехнических сооружениях гидроэлектростанций**

Подконтрольно-измерительными системами подразумеваются комплексы контрольно-измерительной аппаратуры, установленные на сооружениях и предназначенные для контроля их состояния на протяжении всего периода эксплуатации. При этом сбор информации от контрольно-измерительной аппаратуры и устройств может проводиться полностью вручную, полностью или частично автоматизировано. В последнем случае в состав комплекса входит автоматизированная система опроса контрольно-измерительной аппаратуры АСО КИА.

### **8.2.1 Общие требования к контрольно- измерительным системам**

- Размещение КИА на сооружениях должно предусматриваться таким образом, чтобы с ее помощью можно было контролировать как поведение сооружения в целом, так и поведение наиболее ответственных участков и элементов сооружения.

- Контрольно-измерительная аппаратура и устройства, предназначенные для текущего контроля за состоянием сооружений в период строительства и эксплуатации, должна размещаться по всему фронту сооружений с учетом конструктивного оформления сооружений и геологических особенностей строения.

- Контрольно-измерительные системы, устанавливаемые на сооружениях, должны обеспечивать контроль их состояния по всем основным контролируемым параметрам. Контрольно-измерительные системы должны включать информационно-диагностические системы, которые обеспечивают хранение базы данных наблюдений и с помощью которых автоматически оценивается состояние сооружений.

- Для ответственных гидротехнических сооружений I и II класса контрольно-измерительные системы, контролирующие их состояние, должны быть оснащены автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК) с целью оценки состояния сооружений в режиме реального времени.

- АСДК должна включать автоматизированную систему опроса КИА (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему контроля безопасности .

### **8.2.2 Состав контрольных наблюдений**

Необходимый состав контрольных наблюдений и виды определяемых параметров должны обосновываться в проекте и программе наблюдений.

1 На бетонных плотинах должны контролироваться следующие параметры, характеризующие состояние сооружений :

- наклоны сооружений;

- осадки сооружений;
- горизонтальные перемещения;
- взаимные смещения элементов сооружений;
- фильтрационное противодействие по подошве сооружений и фильтрационные напоры в основании;
- фильтрационные расходы через тело и швы плотины;
- температурный режим в теле сооружения;
- температурный режим фильтрационной воды;
- химическая и механическая суффозия в плотине и основании;
- раскрытие трещин, температурно-осадочных и строительных швов;
- размывы дна и берегов в нижнем бьефе.

2 Специальные виды наблюдений на бетонных сооружениях должны включать:

- контроль напряжений в бетоне;
- контроль напряжений в арматуре;
- контроль изменения деформативно-прочностных характеристик материала плотины и основания;
- контроль деформаций в теле сооружений;
- контроль напряжений в основании и на контакте с сооружением.

### **8.2.3 Состав контрольно- измерительной аппаратуры, используемой для контрольных наблюдений**

1 Контроль осадок должен выполняться с использованием следующих приборов и устройств:

- поверхностных марок;
- боковых марок;
- глубинных марок;
- опорных рабочих реперов;
- фундаментальных реперов;
- гидростатических нивелиров;
- инклинометрических труб;
- элеваторов высот.

2 Контроль горизонтальных перемещений должен выполняться с использованием:

- прямых отвесов;
- обратных отвесов;
- створных знаков;
- подвижных визирных марок;
- опорных визирных марок;
- инклинометров;
- оптических, магнитных или других датчиков для измерения перемещения натянутой струны.

3 Контроль взаимных смещений секций или отдельных элементов бетонных сооружений должен выполняться с использованием одноосных, двuosных, трехосных щелемеров.

4 Контроль пьезометрических напоров и противодействия должен выполняться в теле и основании грунтовых плотин с использованием:

- пьезометров опускаемых;
  - пьезометров закладных;
  - преобразователей давления (пьезодинамометров);
- под подошвой и в основании бетонных плотин с использованием:
- пьезометров закладных;
  - пьезометров опускаемых;
  - преобразователей давления (пьезодинамометров).

5 Контроль расхода фильтрационной воды в дренажных устройствах (скважинах, лотках и пр.) и в местах неорганизованного выхода воды в бетонных и грунтовых сооружениях и их основаниях должен проводиться с использованием:

- мерных водосливов;
- расходомеров;
- объемометрических измерений;
- гидрометрических вертушек.

6 Контроль уровней воды в нижнем и верхнем бьефах следует осуществлять с использованием различных типов поплавковых приборов, а также

- погружных датчиков давления;
- устройств для измерения расстояния до поверхности воды, например, лазерной рулетки;
- пневмогидравлической аппаратуры.

7 Контроль температуры в теле бетонных сооружений должен выполняться с использованием закладных термометров, например:

- струнных преобразователей температуры;
- термометров сопротивления и других измерительных устройств.

#### **8.2.4 Состав контрольно- измерительной аппаратуры, используемой для выполнения специальных исследований**

Определение напряжений в бетоне следует проводить с использованием закладных тензометров.

Определение напряжений в арматуре следует выполнять с использованием арматурных динамометров.

Измерение послойных деформаций следует выполнять с использованием:

- инклинометров;
- глубинных марок.

Контроль трещинообразования в грунте и бетоне следует выполнять с использованием:

- длиннобазовых деформометров;
- преобразователей линейных перемещений;
- преобразователей линейных деформаций.

Измерение напряжений в основании и на контакте с сооружением следует выполнять с использованием:

- грунтовых динамометров;
- преобразователей напряжений в грунте, например, ПНГС.

### **8.3 Особенности статической работы арочной плотины**

Особенности статической работы плотины, определяют выбор контрольных секций для размещения контрольно- измерительной аппаратуры.

На бетонных плотинах контрольные поперечные сечения для производства натурных наблюдений, как правило, следует располагать:

- на русловом участке, где сооружение имеет максимальную высоту и, соответственно, несет максимальную гидростатическую нагрузку;
- на участках выпуклостей плотины (в плане) и в зоне резкого изменения крутизны поверхности основания в створе сооружения;
- в зонах возможных ослаблений напряженно-деформированного состояния, возможных снижений фильтрационной прочности, устойчивости, в зонах возможного трещинообразования(выявленных расчетами, специальными исследованиями или наблюдениями).

В основное сочетание нагрузок для арочной плотины включают гидростатическое и волновое давления воды собственный вес сооружения, давление наносов и температурные воздействия.

Температурные воздействия существенно влияют на характер статической работы арочных плотин, которые являются статически неопределимыми системами. Усилия, возникающие в арочных плотинах от изменения температуры, могут быть соизмеримы с усилиями от гидростатической нагрузки, и явиться причиной нарушения монолитности сооружения. Подверженность арочных плотин температурным воздействиям заставляет применять специальные меры по борьбе с вредными их проявлениями.

Фильтрационное давление в основании плотины, обычно незначительное вследствие малой толщины плотины, а также сильно развитых цементационных завес и систем дренажа в основании сооружения, слабо влияет на характер статической работы арочных плотин.

Сейсмические (инерционные) силы входят в особое сочетание нагрузок.

Напряженное состояние арочных плотин возникает также вследствие деформации берегов и дна водохранилища под действием давления воды верхнего бьефа. Прогиб дна водохранилища и так называемый развал берегов ухудшают напряженное состояние арочной плотины, однако численная оценка указанного влияния затрудняется сложностью задачи, имеющей пространственный характер .



Практика натуральных наблюдений показывает, что в формировании напряженно- деформированного состояния плотин со столбчатой разрезкой, возводимых в суровых климатических условиях, и их наиболее нагруженных зон (напорная и низовая грани), существенную роль играют:

- регулирование температур в блоках бетонирования
- процесс омоноличивания межстолбчатых швов
- поэтапное возведение и нагружение плотины
- внешние температурные воздействия

#### **8.4 Научно- методические основы организации натуральных наблюдений и исследований на Тувинской плотине**

##### **8.4.1 Размещение контрольно- измерительной аппаратуры в основании и в теле Тувинской плотины**

Проект размещения средств контроля высоких бетонных плотин необходимо разрабатывать на основе статических расчетов системы плотина-основание и пусковых комплексов, определяющих объемы бетона и омоноличивания плотины к очередному наполнению водохранилища, с учетом организации планируемого в период строительства комплекса мер по регулированию напряженного состояния плотины. В случае изменения схемы возведения и нагружения плотины по ходу строительства, а также уточнения статических расчетов, результаты которых поменяли представление о работе системы плотина- основание, в проект размещения измерительных средств должны быть внесены соответствующие коррективы.

Проект размещения контрольно- измерительной аппаратуры предусматривает традиционное для арочных плотин размещение приборов в горизонтальных поперечных створах и на контакте скала- бетон контрольных секций, которые назначены по принципу равномерного их расположения по фронту плотины и симметричного относительно ключевой секции 12.

Аппаратура размещена в контрольных секциях: одной станционной (12) и в секциях, примыкающих к правому и левому берегам.

Контроль поведения контакта скала-бетон осуществляется с помощью щелемеров и тензометров, установленных по одному в каждой контрольной секции на расстоянии 0,5-1,3 м от напорной грани. Деформации в береговых примыканиях оцениваются по показаниям тензометров с базой 400 мм и деформометров с базами 2000 и 5000 мм. Так же проектом предусмотрено размещение группы разноориентированных тензометров по высоте плотины , именуемых «бетонными розетками», для контроля напряжений в характерных точках поперечного сечения контрольных секций: напорная грань, центр столба, низовая грань. Для изучения взаимодействия столбов, розетки размещаются с обеих сторон межстолбчатого шва.

Раскрытие межблочных швов контролируется в трех секциях плотины (5, 12, 17) на нескольких горизонтах с помощью тензометров и щелемеров.

Приборы для определения температуры в бетоне располагаются по длине горизонтального поперечного створа неравномерно: чаще у низовой и напорной граней - в зоне действия больших температурных градиентов - с постепенным разряжением к центру столба. В нижнем горизонтальном поперечном створе каждой контрольной секции организованы вертикальные створы термометров в основании с целью излучения теплообмена сред скала-бетон.

#### **8.4.2 Средства измерения параметров напряженно-деформированного состояния плотины и основания**

Для контроля параметров НДС состояния Тувинской плотины и ее основания используются струнные преобразователи. Снятие показаний с них производится с помощью периодометров.

Деформации в бетоне и скальном основании определяются с помощью преобразователей линейных деформаций (ПЛДС). Приборы ПЛДС-400 (тензометры) используются как для работы на растяжение, так и на сжатие. Применение преобразователей линейных деформаций с наибольшей базой (деформометров) позволяет получить осредненные деформации на контролируемом участке неоднородного скального массива и в зоне бетона с трещинами.

Раскрытие швов и трещин измеряется с помощью щелемеров типа ПЛПС. Преобразователь линейных перемещений струнный, предназначен для измерений максимальных раскрытий.

Поровое давление в монолитном бетоне и фильтрационное давление в швах и скальном основании регистрируется пьезодинамометрами типа ПДС (преобразователь давления струнный).

Температура бетона и скального основания измеряется термометрами типа ПТС (преобразователь температуры струнный)

#### **8.5 Методика наблюдений за НДС сооружений**

Контроль НДС сооружений осуществляется посредством измерения напряжений в арматуре и в бетоне, соответственно с помощью ПСАС и ПЛДС, раскрытия межблочных швов и трещин с помощью ПЛПС, напряжений на контакте сооружений со скалой, температуры бетона с помощью ПТС и противодавления на подошву с помощью ПДС.

Погрешность измерений с помощью струнных преобразователей составляет 0,6 – 2,0 %.

Основным элементом струнного преобразователя является струна, натянутая вдоль его продольной оси. Принцип действия струнных преобразователей основан на зависимости собственной частоты свободных колебаний струны от величины ее относительного удлинения или укорочения.

При отсутствии АСК снятие показаний по дистанционной КИА может производиться с отдельных коммутаторов с помощью переносных периодометров в соответствии с инструкциями. Снятие показаний преобразователей производится в следующем порядке:

- подключают блок питания к гнездам периодомера и переводят тумблер электропитания в положение «вкл»

- переводят тумблер «контроль- работа» в положение «контроль» и проверяют соответствие высвечиваемых на табло индикатора показаний контрольному значению, приведенному в инструкции к периодометру. В случае соответствия значений переводят тумблер в положение «работа», в противном случае периодометр заменяется

- с помощью проводов с зажимами типа «крокодил» подключают к периодометру выводы кабеля от преобразователя

- показания преобразователя, высвечиваемые на табло индикатора, сравнивают между собой при 3...4 импульсах вызова. Если при этом изменяются только цифры после запятой (десятые доли макс.) или изменяются  $\pm 1...2$  единицы целые значения (единицы макс.), то замер считается нормальным и записывается в журнал наблюдений. Если показания изменяются на большую величину и к тому же скачкообразно, следует проверить кабельные коммуникации преобразователя.

## **8.6 Оценка состояний сооружений и их оснований по результатам натурных наблюдений**

Показания с приборов снимаются специалистами участка диагностики СМ ГТС. Данные обработки КИА должны передаваться для анализа в аналитический центр ОАО РусГидро или специализированную организацию.

Для оценки состояния используются критериальные (предельно допустимые) значения количественных и качественных контролируемых и диагностических показателей. Получаемых в процессе проведения натурных наблюдений. Диагностические показатели, наиболее значимые для диагностики и оценки состояния сооружений из контролируемых показателей, служат для оперативной оценки состояния системы «сооружение- основание».

«Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений» предусматривает два уровня критериев состояния сооружения:

- К1- первый предупреждающий уровень значения диагностического показателя, при достижении которого устойчивость, механическая и фильтрационная прочности сооружений и их оснований еще соответствует условиям нормальной эксплуатации;

- К2- второй предельный уровень значения диагностического показателя, при превышении которого эксплуатация в проектных режимах не допустима.

Согласно «методике» различают три эксплуатационных состояния сооружений с точки зрения ее безопасности:

Оценка состояния сооружений и их оснований осуществляется путем сравнения измеренных значений диагностических показателей с их критериальными значениями.

Эксплуатационное состояние сооружений считается нормальным, если значения измеренных диагностических показателей состояния сооружений не превышает критериальных значений первого уровня K1.

Превышение измеренных значений диагностических показателей первого предупреждающего уровня K1 или выход за пределы прогнозируемого интервала будет указывать на переход сооружения в потенциально опасное состояние. Потенциально опасное состояние сооружения не соответствует нормативным требованиям, но эксплуатация сооружения пока не приводит к угрозе нарушения напорного фронта и сооружение в течение ограниченного времени может эксплуатироваться под жестким контролем.

Предаварийное состояние сооружения наступает, когда значение хотя бы одного диагностического показателя стало больше (меньше) второго предельного уровня K2; в этом случае эксплуатация сооружения в проектном режиме недопустима без оперативных мероприятий по восстановлению требуемого уровня безопасности и без специального разрешения органа надзора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте определена целесообразность и экономическая эффективность строительства объекта, его основные конструктивные параметры, экологическая приемлемость нарушений в окружающей среде, социальные аспекты строительства и эксплуатации, установлена стоимость строительства, выполнена разработка схемы использования участка водотока.

Тувинская ГЭС проектируется в горной местности на реке Большой Енисей, являющейся правым истоком Енисея. Большой Енисей (Бий-Хем) на всем своем протяжении (605 км) протекает по территории Тувы. Проектируемый ГУ, расположится в 100 км от столицы республики Тувы и в 60 км от села Черби. Площадь затопления при заполнении водохранилища на отметке НПУ составит 23,2 км<sup>3</sup>

В створе строительства Тувинской ГЭС река протекает в глубокой каньонообразной долине. Среднегодовой расход воды реки в створе ГЭС — 649 м<sup>3</sup>/с.

По характеру питания Большой Енисей относится к типу рек смешанного питания с преобладанием снегового. Гидрологический режим реки характеризуется затяжным весенне-летним половодьем.

Климат района строительства резко континентальный. Район в зимнее время находится в зоне действия сибирского антициклона, для которого характерна очень морозная, безветренная, малооблачная и малоснежная зима. Средняя температура января от -28 °С до -35 °С. Лето умеренно теплое в горах и жаркое в котловинах. Средняя температура июля от +15 °С до +20 °С. Среднегодовое количество осадков около 300 мм.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основной обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 4969 и 6298 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 1024 МВт и среднегодовая выработка 4,06 млрд. Квт\*ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный — 99,5 м;
- расчетный — 84,2 м;
- минимальный — 77,5 м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами РО115-В-500.

В качестве основного гидрологического оборудования приняли к установке турбину РО 75-В-530, работающая при минимальном напоре 77,5 и максимальном напоре 99,5 м. Количество агрегатов приняли равным 4.

Компоновка гидроузла принята приплотинная. Напорный фронт образован станционной частью плотины и глухими правобережной и левобережной частью плотины.

В состав сооружения входят:

- станционная бетонная плотина длиной 85 м;
- правобережная глухая длиной 131,9 м;
- левобережная глухая длиной 122,1 м;

В качестве противофильтрационного элемента в основании плотины приняли двурядную цементационную завесу глубиной 50,3 м и максимальной шириной у подошвы плотины 5,4 м. Толщина завесы определена исходя из критического градиента напора на завесе. Ее ось расположена на расстоянии 2,6м от напорной грани. Так же в проекте предусмотрены цементационная завеса в береговых примыканиях и укрепительная цементация.

Проектируемый ГУ, расположится в узком створе (каньонного типа), т.к. отношение ширины створа по хорде к высоте плотины, (равное 2,71) меньше 3. Бетонные сооружения будут располагаться непосредственно в русле реки, такая компоновка называется русловой.

Напорная грань тела плотины, для упрощения производства работ, выбрана без искривления в вертикальной плоскости и имеет в поперечном разрезе постоянный угол относительно плоскости русла  $90^\circ$ .

В заданном геологическом створе имеет место быть небольшая по своему значению асимметричная форма русла реки, во избежание строительства дополнительного берегового устоя выбран коэффициент стройности,  $(\beta)$  плотины равный 0,31 что обеспечило необходимую прочность и устойчивость сооружения.

Толщина плотины в ключе по основанию составляет 27м.

Центральный угол арки выбранный из условия обеспечения оптимального напряжённого состояния плотины составляет 125 град.

Толщина арки по гребню из условия размещения грузо–захватных механизмов и автомобильного движения составляет 12 метров.

В соответствии с нормативными документами, предварительные расчеты арочных плотин всех классов допускается выполнять упрощенными методами.

В качестве такого метода расчёта прочности был выбран метод чистой арки, по которому плотина разрезается на 2 сечения первое  $1/3H_{пл}$  вторая  $2/3H_{пл}$ .

В качестве действующих напряжений принимается равномерная нагрузка воды и равномерное и неравномерное изменение температуры летом и зимой.

Результатом расчёта было установлено отсутствие растягивающих напряжений на напорной и низовой грани в эксплуатационный период. В строительный период на низовой грани допускается наличие небольших растягивающих усилий и раскрытие межсекционных швов, так как при наполнении водохранилища под действием гидростатического давления, растягивающие напряжения сменяются на сжимающие на низовой грани и под действием арочного эффекта на напорной грани.

При возведении сооружений для четкости планирования и составления календарного плана выделено 5 этапов строительства. На первом этапе выполняется водосбросное сооружение гидроузла, для пропуска строительных расходов воды. Таким сооружением является строительный туннель. Для его возведения возводятся перемычки первой очереди у верхового и низового портала туннеля.

На втором этапе производится перекрытие русла реки и переключение расходов из естественного русла, через построенный строительный туннель. После возведения перемычек со стороны ВБ и НБ, производится осушение котлована. На данном этапе начинается разработка эксплуатационного туннеля.

На третьем этапе строительства производится подготовка основания к бетонированию. Станционная часть плотины возводится до 724,4 м. Глухие левобережная и правобережная части возводятся до отметки 695,5 м. Осуществляется подготовка ложа водохранилища.

Четвертый этап, характеризуется наращиванием всех сооружений по всему напорному фронту. Станционная часть плотины и глухие левобережная и правобережная части возводятся до отметки 770,0 м. Осуществляется наполнение водохранилища. Производится бетонирование здания ГЭС и монтажной площадки, а так же монтаж оборудования, необходимого для пуска первого ГА.

На пятом этапе производится пуск ГА №1. Все сооружения возводятся до проектных отметок. Производится дальнейшее наполнение водохранилища и поочередный пуск всех гидроагрегатов.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Строительство Тувинского ГУ является актуальным и экономически обоснованным.

В результате расчета технико-экономических показателей получили следующие значения:

- Срок окупаемости составляет 6,5 лет;
- Чистый приведенный доход составляет- 28023,7 млн.руб.;
- Себестоимость – 0,14 руб/кВт\*ч;
- Удельные капиталовложения - 37996 руб/кВт. .

В рамках спец вопроса, на основании анализа данных по установке КИА в плотинах аналогах Саяно- Шушенской ГЭС и Чиркейской ГЭС, разработана схема размещения контрольно-измерительной аппаратуры в теле Тувинской плотины, используемой для контроля состояния плотины и ее элементов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
3. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
4. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс] : федер. закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
5. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ. 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
8. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Кисилев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам – «Энергия» Москва 1972.
10. Чугаев Р.Р. Гидравлика: Учебник для ВУЗов. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982.
11. СНИП 2.06.04 – 82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 46с.
12. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
13. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
14. СНИП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения . Основные положения/ Госстрой России. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 24 с.



15. Телешев В.И. Организация, планирование и управление гидротехническим строительством (учебник для ВУЗов) М.: стройиздат, 1989. – 416 с.
16. СНиП 2.06.08-87 – Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений.
17. ГОСТ 26663-85 – Бетон тяжелый, технические условия.
18. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика / Минстрой России. — М.: ГП ЦПП, 1996 140 с.
19. Телешев В.И. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть I: Теоретические основы требований к технологии бетонных работ (учебное пособие). СПбГТУ, 1992. 108 с.
20. Телешев В.И. Расчет допустимого температурного режима бетонной кладки из условия обеспечения ее трещиностойкости (методические указания) ЛПИ. 1985. 37 с.
21. Телешев В.И. Конструктивно-технологические мероприятия по обеспечению трещиностойкости и монолитности массивных бетонных гидротехнических сооружений (учебное пособие) ЛПИ, 1983. 80 с.
22. Правила производства бетонных работ при возведении гидротехнических сооружений ВСН81-83 Минэнерго-СССР.
23. Телешев В.И., Галузин В.М., Совенард Ю.К. Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть III: Приготовление, транспорт и укладка бетонной смеси (учебное пособие). СПбГТУ, 1993. 80 с.
24. Галузин В.М., Комаринский М.В., Телешев В.И. – Выбор машин и оборудования для производства бетонных работ (учебное пособие) СПбГТУ, 1995. 80 с.
25. Телешев В.И., Астахова К.Н., Леонов В.А, - Бетонные работы в гидротехническом строительстве. Часть II: Вспомогательные работы (учебное пособие) СПбГТУ, 1992. 60 с.
26. Производство гидротехнических работ (учебник) под общей редакцией Чуракова А.И.- М. стройиздат, 1985 -623 с.
27. Судаков В.Б., Толкачев Л.А. – Современные методы бетонирования высоких плотин (учебное пособие) М. энергоатомиздат, 1988. 256 с.
28. Телешев В.И., Воробьев Б.В., Белоликов В.Т., ., Астахова К.Н. Стоимость строительства гидротехнических сооружений (учебное пособие) – Л., ЛПИ, 1986. 84 с.
29. СНиП IV.06.08-87 – Сборники единых районных единичных расценок на строительные работы –сборник 37 - Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений.
30. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
31. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и

разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

32. Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.

33. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ // Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.

34. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс] : федер. закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

38. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

41. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

42. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Большой Енисей в створе Тувинской ГЭС с 1948 г. по 1997г.

Расходы в кубических метрах в секунду

Года	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1948	198,0	172,0	145,0	225	525	1 600	1 150	940	670	550	325	277,0
1949	273,0	242,0	219,0	265	1 100	1 775	975	810	435	315	275	235,0
1950	227,0	194,0	171,0	280	320	4 550	590	725	830	590	415	370,0
1951	353,0	335,0	315,0	505	700	1 200	1 320	900	525	370	270	239,0
1952	209,0	166,0	150,0	218	900	1 450	1 125	530	560	420	350	325,0
1953	276,0	225,0	215,0	260	450	1 670	1 100	930	850	375	280	243,0
1954	239,0	222,0	193,0	310	365	1 625	1 220	950	660	530	320	296,0
1955	290,0	263,0	255,0	440	1 290	3 100	625	540	550	415	405	330,0
1956	315,0	310,0	300,0	340	590	1 150	1 300	1 050	780	605	440	395,0
1957	348,0	270,0	188,0	470	1 400	1 800	850	825	510	305	265	222,0
1958	213,0	180,0	140,0	275	310	1 460	1 270	960	790	380	330	301,0
1959	282,0	266,0	237,0	285	1 540	2 750	705	650	600	365	290	263,0
1960	259,0	208,0	205,0	625	1 125	1 700	950	1 100	1 020	725	435	420,0
1961	309,0	278,0	273,0	335	1 590	4 200	580	570	450	320	220	218,0
1962	185,0	176,0	167,0	230	330	1 560	1 190	1 150	1 050	570	450	435,0
1963	342,0	335,0	330,0	360	950	1 475	1 175	700	1 070	630	475	450,0
1964	361,0	350,0	320,0	370	1 460	2 500	655	895	650	385	285	265,0
1965	255,0	155,0	153,0	315	1 420	1 880	990	970	1 000	610	490	465,0
1966	375,0	365,0	345,0	420	1 330	1 650	750	800	460	325	260	209,0
1967	190,0	169,0	164,0	270	430	5 840	670	625	680	360	335	268,0
1968	263,0	238,0	233,0	390	1 380	3 350	720	550	590	505	460	435,0
1969	334,0	325,0	310,0	320	1 300	1 675	1 200	1 250	990	790	505	470,0
1970	403,0	287,0	235,0	305	380	1 510	1 275	900	675	355	315	272,0
1971	267,0	235,0	230,0	360	1 025	2 300	825	980	900	760	500	495,0
1972	394,0	390,0	380,0	405	560	1 100	1 360	835	750	490	340	335,0
1973	321,0	245,0	227,0	330	1 350	5 150	570	750	770	720	510	505,0
1974	367,0	268,0	258,0	540	1 000	1 400	875	610	540	330	255	247,0
1975	230,0	198,0	161,0	235	280	1 480	2 050	1 310	730	620	400	310,0
1976	296,0	272,0	262,0	410	1 510	2 000	640	890	665	430	345	304,0
1977	284,0	258,0	228,0	325	475	1 650	1 010	1 000	720	570	355	340,0
1978	326,0	308,0	305,0	370	1 150	1 500	925	905	580	390	295	258,0
1979	220,0	202,0	200,0	345	1 250	3 800	735	840	685	515	390	320,0
1980	301,0	291,0	280,0	580	850	1 050	1 050	920	640	395	310	261,0
1981	247,0	228,0	196,0	290	350	2 800	600	910	890	650	480	440,0
1982	415,0	275,0	267,0	355	1 050	1 350	860	590	610	440	360	313,0
1983	304,0	301,0	290,0	350	630	1 220	1 190	1 120	690	400	385	253,0
1984	251,0	247,0	238,0	380	975	1 525	1 000	915	470	335	235	226,0
1985	216,0	190,0	175,0	240	405	1 630	1 400	1 200	950	680	365	315,0

## Продолжение приложения А

### Окончание таблицы А1

1986	293,0	283,0	242,0	415	750	1 725	1 025	850	630	580	465	391,0
1987	382,0	380,0	365,0	450	1 200	1 950	775	775	570	400	300	250,0
1988	234,0	212,0	203,0	255	290	1 620	1 075	1 060	710	600	380	320,0
1989	287,0	250,0	246,0	400	1 175	1 850	900	675	430	410	230	204,0
1990	201,0	187,0	178,0	395	1 000	1 250	1 730	1 280	695	450	370	284,0
1991	270,0	218,0	207,0	295	1 570	2 060	610	865	485	350	240	230,0
1992	223,0	205,0	185,0	213	300	1 750	1 380	1 330	700	460	375	288,0
1993	279,0	254,0	250,0	350	670	1 550	800	990	620	340	305	255,0
1994	243,0	215,0	210,0	300	1 620	1 900	690	880	415	405	250	197,0
1995	195,0	184,0	181,0	245	345	1 290	1 850	1 370	1 110	700	370	345,0
1996	298,0	231,0	223,0	600	800	1 300	1 100	1 080	500	345	245	213,0
1997	205,0	161,0	157,0	250	500	1 575	1 470	1 300	705	470	310	293,0

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Час	Энергия	Мощность	Час	Энергия	Мощность
1	81	81	1	78	78
2	123	165	2	101	124
3	160	276	3	225	496
4	227	544	4	276	700
5	301	914	5	527	1955
6	304	932	6	565	2183
7	360	1324	7	665	2883
8	477	2260	8	742	3499
9	515	2602	9	855	4516
10	515	2602	10	862	4586
11	606	3603	11	903	5037
12	681	4503	12	926	5313
13	690	4620	13	941	5508
14	1145	10990	14	1356	11318
15	1173	11410	15	1564	14438
16	1967	24114	16	2187	24406
17	2095	26290	17	2515	29982
18	2680	36820	18	2746	34140
19	2712	37428	19	3183	42443
20	3093	45048	20	3245	43683
21	3173	46728	21	3452	48030
22	3200	47322	22	3576	50758
23	3261	48725	23	3756	54898
24	21010	474701	24	27862	633442

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	К	К-1	$(\text{К}-1)^2$	$(\text{К}-1)^3$
1967	2,82	1,82	3,33	6,07	2,82
1973	2,49	1,49	2,22	3,31	2,49
1950	2,20	1,20	1,44	1,73	2,20
1961	2,03	1,03	1,06	1,10	2,03
1979	1,84	0,84	0,70	0,59	1,84
1968	1,62	0,62	0,38	0,24	1,62
1955	1,50	0,50	0,25	0,12	1,50
1981	1,35	0,35	0,13	0,04	1,35
1959	1,33	0,33	0,11	0,04	1,33
1964	1,21	0,21	0,04	0,01	1,21
1971	1,11	0,11	0,01	0,00	1,11
1991	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00
1975	0,99	-0,01	0,00	0,00	0,99
1976	0,97	-0,03	0,00	0,00	0,97
1987	0,94	-0,06	0,00	0,00	0,94
1994	0,92	-0,08	0,01	0,00	0,92
1965	0,91	-0,09	0,01	0,00	0,91
1989	0,89	-0,11	0,01	0,00	0,89
1995	0,89	-0,11	0,01	0,00	0,89
1957	0,87	-0,13	0,02	0,00	0,87
1949	0,86	-0,14	0,02	0,00	0,86
1992	0,85	-0,15	0,02	0,00	0,85
1990	0,84	-0,16	0,03	0,00	0,84
1986	0,83	-0,17	0,03	0,00	0,83
1960	0,82	-0,18	0,03	-0,01	0,82
1969	0,81	-0,19	0,04	-0,01	0,81
1953	0,81	-0,19	0,04	-0,01	0,81
1966	0,80	-0,20	0,04	-0,01	0,80
1977	0,80	-0,20	0,04	-0,01	0,80
1985	0,79	-0,21	0,04	-0,01	0,79
1954	0,79	-0,21	0,05	-0,01	0,79
1988	0,78	-0,22	0,05	-0,01	0,78
1948	0,77	-0,23	0,05	-0,01	0,77
1997	0,76	-0,24	0,06	-0,01	0,76
1962	0,75	-0,25	0,06	-0,01	0,75
1993	0,75	-0,25	0,06	-0,02	0,75
1984	0,74	-0,26	0,07	-0,02	0,74

## Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Год	$Q_{\max}, \text{м}^3/\text{с}$	К	К-1	$(\text{К}-1)^2$	$(\text{К}-1)^3$
1970	0,73	-0,27	0,07	-0,02	0,73
1978	0,73	-0,27	0,08	-0,02	0,73
1963	0,71	-0,29	0,08	-0,02	0,71
1958	0,71	-0,29	0,09	-0,03	0,71
1952	0,70	-0,30	0,09	-0,03	0,70
1974	0,68	-0,32	0,10	-0,03	0,68
1972	0,66	-0,34	0,12	-0,04	0,66
1982	0,65	-0,35	0,12	-0,04	0,65
1951	0,64	-0,36	0,13	-0,05	0,64
1956	0,63	-0,37	0,14	-0,05	0,63
1996	0,63	-0,37	0,14	-0,05	0,63
1983	0,59	-0,41	0,17	-0,07	0,59
1980	0,51	-0,49	0,24	-0,12	0,51

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Года	Qср.год	Года	Qпол.	Года	Qмеж.
1	2	1973	954	1973	1718	1969	436
2	4	1967	833	1967	1649	1963	417
3	6	1979	792	1961	1478	1960	411
4	8	1969	789	1979	1462	1973	408
5	10	1961	779	1950	1403	1971	407
6	12	1950	772	1968	1318	1972	391
7	14	1968	760	1969	1283	1956	386
8	16	1971	740	1965	1252	1986	381
9	18	1960	731	1959	1249	1981	362
10	20	1965	725	1964	1232	1987	361
11	22	1955	709	1955	1221	1968	361
12	24	1964	708	1971	1206	1965	349
13	25	1963	691	1995	1193	1982	346
14	27	1959	686	1990	1191	1980	345
15	29	1995	682	1960	1179	1955	343
16	31	1981	673	1975	1170	1951	341
17	33	1976	669	1976	1141	1977	337
18	35	1990	668	1991	1118	1964	334
19	37	1975	667	1985	1117	1976	331
20	39	1987	650	1981	1110	1966	328
21	41	1985	647	1997	1110	1983	326
22	43	1986	637	1994	1101	1974	324
23	45	1956	631	1992	1092	1978	322
24	47	1962	624	1957	1077	1950	321
25	49	1957	621	1963	1074	1995	317

## Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.2

m	P, %	Года	Qср.год	Года	Qпол.	Года	Qмеж.
26	51	1992	617	1962	1056	1962	316
27	53	1991	617	1987	1054	1988	315
28	55	1997	616	1949	1019	1979	313
29	57	1972	612	1978	1012	1985	312
30	59	1994	610	1989	1006	1970	310
31	61	1978	609	1953	1000	1996	308
32	63	1966	607	1966	998	1975	308
33	65	1977	601	1986	996	1954	301
34	67	1983	594	1948	977	1957	295
35	69	1989	588	1984	977	1990	295
36	71	1951	586	1956	974	1993	290
37	73	1988	580	1977	971	1989	290
38	75	1996	578	1983	970	1959	284
39	76	1954	578	1954	964	1961	279
40	78	1980	577	1958	958	1992	278
41	80	1949	577	1996	956	1984	273
42	82	1970	576	1988	951	1948	270
43	84	1982	574	1970	948	1953	268
44	86	1953	573	1951	929	1997	264
45	88	1984	566	1993	926	1952	263
46	90	1948	565	1972	921	1949	261
47	92	1974	558	1952	913	1994	260
48	94	1993	555	1980	902	1958	260
49	96	1958	551	1982	892	1991	259
50	98	1952	534	1974	885	1967	251

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	323	236	227	475	1060	1484
$Q_{\text{п}}, \text{м}^3/\text{с}$	20	19	9	-42	15	15
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5
$Q_{\text{и}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	10	10
$Q_{\text{л}}, \text{м}^3/\text{с}$	15	14	4	-47	0	0
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	1359	506	608	423	315	279
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	692,05	687,90	688,51	686,83	6685,82	685,55
$H_{\text{н}}, \text{м}$	82,61	83,09	80,48	81,24	84,73	90,30
$N_{\text{б}}, \text{МВт}$	256	185	186	444	852	1179
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	200	200	200	200	200	500
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	171	171	171	171	171	417

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.3

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	928	647	572	290	224	217
$Q_{\text{п}}, \text{м}^3/\text{с}$	15	15	15	5	9	15
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5
$Q_{\text{и}}, \text{м}^3/\text{с}$	10	10	10	0	0	0
$Q_{\text{л}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	4	10
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	343	377	377	275	435	1265
$z_{\text{НБ}}, \text{м}$	686,02	686,26	686,26	685,45	687,32	691,70
$H_{\text{н}}, \text{м}$	94,43	96,35	97,45	98,73	96,34	88,64
$N_{\text{б}}, \text{МВт}$	749	526	466	242	184	173
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	500	500	200	200	200	200
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	417	417	171	171	171	171

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

	Расходы $\text{м}^3/\text{с}$							Объем $\text{км}^3$		
Месяц	$Q_{\text{быт}}$	$Q_{\text{пот}}$	$Q_{\text{пол}}$	$Q_{\text{в-ща}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{ВХК}}$	$V_{\text{нач}}$	$\Delta V$	$V_{\text{кон}}$
№1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
11	224	9	215	220	435	444	200	23,42	0,57	22,85
12	217	15	202	1063	1265	1280	200	22,85	2,85	20,00
1	323	20	303	1056	1359	1379	200	20,00	2,83	17,17
2	236	19	217	289	506	525	200	17,17	0,70	16,48
3	227	9	218	390	608	617	200	16,48	1,04	15,43
4	475	-42	517	-94	423	381	200	15,43	-0,24	15,67
5	1060	15	1045	-730	315	330	200	15,67	-1,96	17,63
6	1484	15	1469	-1190	279	294	500	17,63	-3,08	20,71
7	928	15	913	-570	343	358	500	20,71	-1,53	22,24
8	647	15	632	-255	377	392	500	22,24	-0,68	22,92
9	572	15	557	-180	377	392	200	22,92	-0,47	23,39
10	290	5	285	-10	275	280	200	23,39	-0,03	23,42



Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.4

	Отметки м						N МВт	Э МВт*ч
Месяц	Z <sub>ВБ</sub> нач	Z <sub>ВБ</sub> кон	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>нб</sub>	N <sub>ГЭС</sub>	N <sub>ГЭС</sub>	N <sub>гар</sub>	Э <sub>ср.год</sub>
№1	13	14	15	16	17	18	19	20
11	785,00	783,93	784,46	687,32	96,34	361	361	260
12	783,93	778,36	781,14	691,70	88,64	965	965	695
1	778,36	772,56	775,46	692,05	82,61	965	965	695
2	772,56	771,02	771,79	687,90	83,09	361	361	260
3	771,02	768,57	769,79	688,51	80,48	421		303
4	768,57	769,16	768,86	686,83	81,24	296		213
5	769,16	773,54	771,35	685,82	84,73	230		165
6	773,54	779,76	776,65	685,55	90,30	217		156
7	779,76	782,75	781,25	686,02	94,43	278		200
8	782,75	784,07	783,41	686,26	96,35	312		225
9	784,07	784,95	784,51	686,26	97,45	316		228
10	784,95	785,00	784,98	685,45	98,73	234		168

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году (1)

	Расходы м³/с								Объем км³	
Месяц	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>в-ща</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>нб</sub>	Q <sub>вхк</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>
№1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
11	240	9	231	204	435	444	200	23,42	0,53	22,89
12	229	15	214	1050	1264	1279	200	22,89	2,81	20,08
1	358	20	338	1015	1353	1373	200	20,08	2,72	17,36
2	278	19	259	243	502	521	200	17,36	0,59	16,77
3	227	9	218	390	608	617	200	16,77	1,04	15,73
4	484	-42	526	-97	429	387	200	15,73	-0,25	15,98
5	1300	15	1285	-722	563	578	200	15,98	-1,93	17,91
6	1652	15	1637	-1090	547	562	500	17,91	-2,83	20,74
7	928	15	913	-570	343	358	500	20,74	-1,53	22,27
8	917	15	902	-245	657	672	500	22,27	-0,66	22,92
9	635	15	620	-180	440	455	200	22,92	-0,47	23,39
10	314	5	309	-10	299	304	200	23,39	-0,03	23,41

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

	Отметки м					N МВТ		Э МВТ*ч
Месяц	Z <sub>ВБ</sub> нач	Z <sub>ВБ</sub> кон	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>ГЭС</sub>	N <sub>ГЭС</sub>	N <sub>гар</sub>	Э <sub>ср.год</sub>
№1	13	14	15	16	17	18	19	20
11	785,00	784,01	784,50	687,32	96,39	361	361	260
12	784,01	778,51	781,26	691,69	88,76	965	965	695
1	778,51	772,97	775,74	692,03	82,90	965	965	695
2	772,97	771,68	772,32	687,87	83,65	361	361	260
3	771,68	769,29	770,48	688,51	81,17	424		306
4	769,29	769,88	769,58	686,87	81,91	302		218
5	769,88	774,14	772,01	687,45	83,75	406		292
6	774,14	779,81	776,97	687,36	88,81	418		301
7	779,81	782,80	781,30	686,02	94,48	279		201
8	782,80	784,06	783,43	687,99	94,64	535		385
9	784,06	784,95	784,51	686,69	97,02	367		264
10	784,95	785,00	784,97	685,63	98,55	253		182

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году (2)

	Расходы м³/с							Объем км³		
Месяц	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>пот</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>в-ща</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>
№1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
11	240	9	231	220	451	460	200	23,42	0,57	22,85
12	229	15	214	1063	1277	1292	200	22,85	2,85	20,00
1	358	20	338	1056	1394	1414	200	20,00	2,83	17,17
2	278	19	259	289	548	567	200	17,17	0,70	16,48
3	227	9	218	390	608	617	200	16,48	1,04	15,43
4	484	-42	526	-94	432	390	200	15,43	-0,24	15,67
5	1300	15	1285	-730	555	570	200	15,67	-1,96	17,63
6	1652	15	1637	-1190	447	462	500	17,63	-3,08	20,71
7	928	15	913	-570	343	358	500	20,71	-1,53	22,24
8	917	15	902	-255	647	662	500	22,24	-0,68	22,92
9	635	15	620	-180	440	455	200	22,92	-0,47	23,39
10	314	5	309	-10	299	304	200	23,39	-0,03	23,42

# Окончание приложения Б

## Окончание таблицы Б.5

	Отметки м						N МВт	Э МВт*ч
Месяц	Z <sub>ВБ</sub> нач	Z <sub>ВБ</sub> кон	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>ГЭС</sub>	N <sub>ГЭС</sub>	N <sub>газ</sub>	Э <sub>ср.год</sub>
№1	13	14	15	16	17	18	19	20
11	785,00	783,93	784,46	687,44	96,23	373	361	269
12	783,93	778,36	781,14	691,74	88,60	973	965	701
1	778,36	772,56	775,46	692,18	82,48	989	965	712
2	772,56	771,02	771,79	688,19	82,80	390	361	281
3	771,02	768,57	769,79	688,51	80,48	421		303
4	768,57	769,16	768,86	686,90	81,17	302		217
5	769,16	773,54	771,35	687,41	83,14	397		286
6	773,54	779,76	776,65	686,73	89,12	343		247
7	779,76	782,75	781,25	686,02	94,43	279		201
8	782,75	784,07	783,41	687,93	94,67	527		379
9	784,07	784,95	784,51	686,69	97,02	367		264
10	784,95	785,00	784,98	685,63	98,55	253		182

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – рассчитанные параметры турбины РО115-В различных диаметров.

Диаметр РК:		D1	4,75	<b>5</b>	5,3	5,6	6	6,3
РО115-В								
КПД натурной турбины		КПД т	0,931	<b>0,932</b>	0,932	0,933	0,933	0,934
Мощность агрегата		N"agr, МВт	167,65	<b>185,84</b>	208,91	233,34	268,01	295,60
Число агрегатов ГЭС		Za,шт	6,1	<b>5,5</b>	4,9	4,4	3,8	3,5
Округлённое число агрегатов		Z a,шт	8	<b>6</b>	6	6	4	4
Уточнённая мощность агрегата		N agr, МВт	128,00	<b>170,67</b>	170,67	170,67	256,00	256,00
Поправка на масштабный эффект		д1	1,054	<b>1,054</b>	1,055	1,055	1,056	1,056
Частота вращения турбины		n , об/мин	148,7	<b>141,3</b>	133,4	126,2	117,9	112,3
Синхронная частота вращения		n синх, об/мин	150	<b>142,8</b>	136,4	136,4	125	115,4
Приведённая частота вращения	макс.	n Hmin	78,8	<b>79,0</b>	80,0	84,5	82,9	80,4
	расч.	n Нрасч	75,6	<b>75,8</b>	76,7	81,0	79,5	77,1
	мин.	n Hmax	69,6	<b>69,7</b>	70,6	74,5	73,2	70,9
	Q*кпдрасч		0,001	<b>0,001</b>	0,001	0,001	0,001	0,001
	Q*кпдmax		0,001	<b>0,001</b>	0,001	0,001	0,001	0,001
	Qmin для Hmax (n'min)		169	<b>153</b>	136	121	106	96
	Qmin для Hmin (n'max)		217	<b>196</b>	174	156	136	123

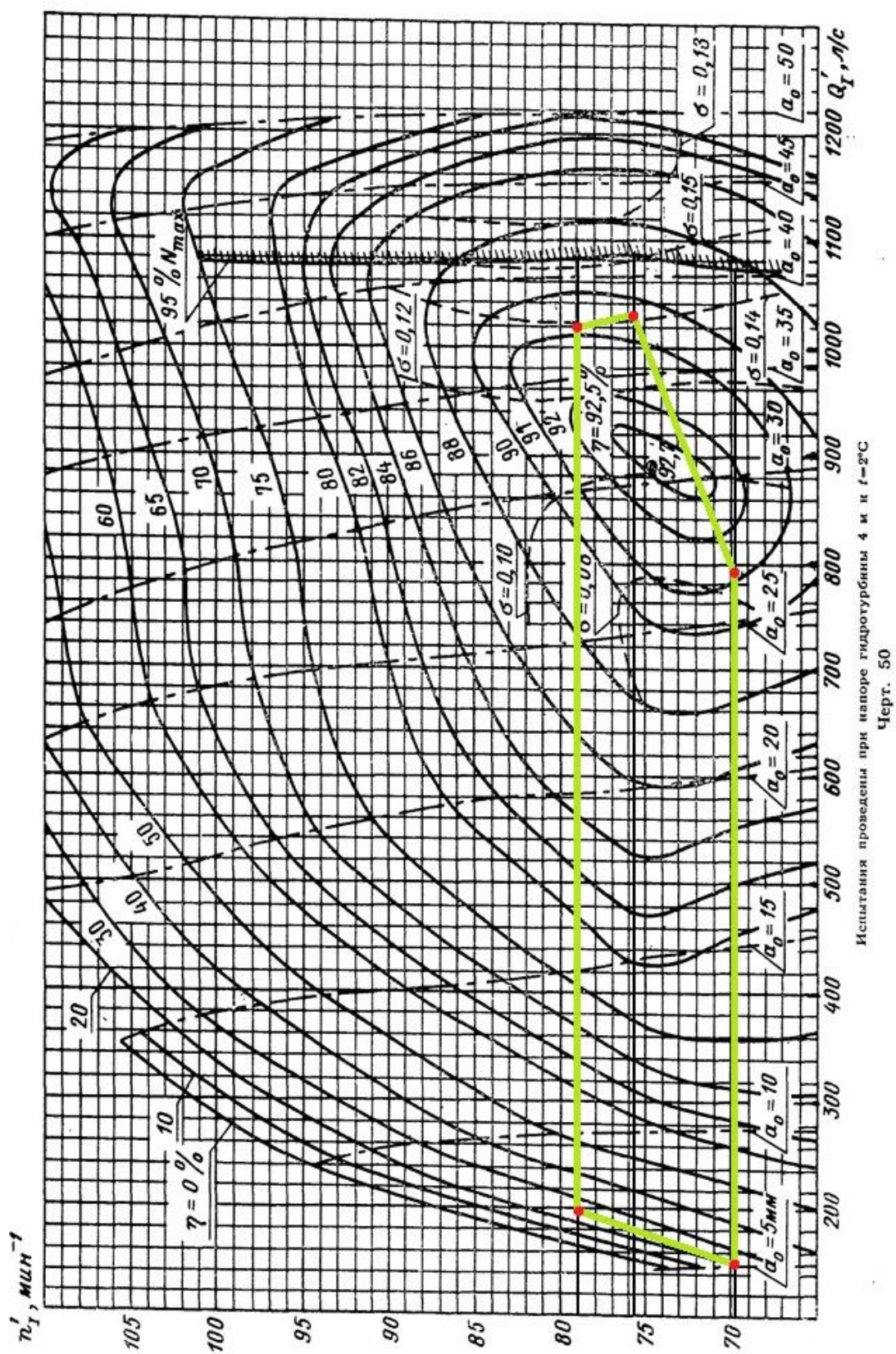


Рисунок В.1 – Зона работы турбины PO115-B-500.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ Г**

### **Компоновка и сооружения гидроузла**